

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Теплоенергетичний факультет

Кафедра теоретичної і промислової теплотехніки

«На правах рукопису»
УДК 621.182

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ Г.Б.Варламов
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ ” _____ 2018 р.

**Магістерська дисертація
на здобуття ступеня магістра**

зі спеціальності 144 «Теплоенергетика»

на тему: «Реконструкція системи теплопостачання житлового масиву в
м.Олександрія» _____

Виконав : студент II курсу, групи ТП-71мп

_____ Жилезко Максим Вячеславович _____
(прізвище, ім'я, по батькові) (підпис)

Науковий керівник к.т.н., доцент Назарова Ірина Олександрівна _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали) (підпис)

Консультант з охорони праці к.т.н., доцент Каштанов С.Ф. _____
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Рецензент _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали) (підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації
немає запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент _____
(підпис)

Київ – 2018 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»**

Факультет Теплоенергетичний

Кафедра Теоретичної і промислової теплотехніки

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 144 «Теплоенергетика»,

Спеціалізація «Промислова та муніципальна теплоенергетика і енергозбереження»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Г.Б.Варламов
(підпис) (ініціали, прізвище)

« ____ » _____ 2018 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Жилезко Максима Вячеславовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Реконструкція системи тепlopостачання житлового масиву в м.Олександрія»

науковий керівник дисертації Назарова Ірина Олександрівна, к.т.н, доцент,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від « ____ » _____ 2018 р. № _____

2. Термін подання студентом дисертації 17.12.2018 р.

3. Об'єкт дослідження котельня

4. Вихідні дані Об'єктом тепlopостачання є житловий масив загальним зовнішнім об'ємом $V_{з.ж} = 235$ тис. м³ та будинок дитячо-юнацької творчості (колишня школа) загальним зовнішнім об'ємом $V_{з.г} = 12$ тис. м³. Котельня забезпечує постачання ГВП для загальної кількості споживачів $m_{ж}=3,5$ тис.людей. Температурний графік системи опалення – 85/55.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити _____

Розрахунок теплового навантаження котельні, розрахунок теплової схеми котельні, розрахунок горіння палива, гідравлічний та аеродинамічний розрахунок трубопроводів та повітропроводів, розрахунок димової труби, водопідготовка в котельні, когенерація теплоти, вибір обладнання, автоматизація, охорона праці, розробка креслень.

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу _____
Теплова схема (А1) - 1шт, План на позначці 0.000(А1) – 3шт,
Розрізи трубопроводів (А1) – 5 шт. _____

7. Орієнтовний перелік публікацій _____

8. Консультанти розділів дисертації*

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Каштанов С.Ф, доцент		

9. Дата видачі завдання 07 листопада 2018 р. _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Розрахунок теплового навантаження котельні	12.11.2018	
2	Розрахунок теплової схеми котельні	12.11.2018	
3	Розрахунок горіння палива і річна витрата палива	12.11.2018	
4	Гідравлічний і аеродинамічний розрахунок трубопроводів і повітропроводів	19.11.2018	
5	Розрахунок димової труби	25.11.2018	
6	Водопідготовка в котельні	25.11.2018	
7	Когенерація теплоти	25.11.2018	
8	Вибір обладнання	03.12.2018	
9	Автоматизація	03.12.2018	
10	Охорона праці	03.11.2018	
11	Розробка креслень	13.12.2018	

Студент

(підпис)

Жилезко М.В.
(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

Назарова І.О.
(ініціали, прізвище)

* Консультантом не може бути зазначено наукового керівника магістерської дисертації.

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація на здобуття ступеня магістра за освітньо-професійною програмою підготовки на тему: «Реконструкція системи теплопостачання житлового масиву в м.Олександрія»: 131 с., 10 рис., 13 табл., 6 дод., 21 джерел, 9 креслеників формату А1.

Об'єкт розробки – котельня.

Мета роботи – розробка проекту котельні для теплопостачання житлового масиву.

Наведені розрахунки теплового навантаження котельні та також теплової схеми котельні

Виконані гідравлічні розрахунки трубопроводів та аеродинамічні повітропроводів.

Виконаний розрахунок димової труби.

Розроблена схема когенерації теплоти на базі електрогенератора.

Вибране основне та допоміжне обладнання котельні: котли, вентилятори, насоси, теплообмінники.

Розроблений стартап-проект з якого можна побачити, що даний проект є прибутковим, а найголовніше, -ефективним рішенням питання ефективного використання первинних енергоресурсів в Україні.

Передбачені заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

Результати роботи упроваджені в НВ ТОВ «ЛЮТА».

КЛЮЧОВІ СЛОВА: опалення, гаряче водопостачання, котельня, теплове навантаження, теплопостачання, котел, когенерація теплоти, димова труба, насос, вентилятор, теплообмінник.

SUMMARY

Master's dissertation for obtaining a master's degree in an educational and professional training program on the theme: "Reconstruction of the heating system of the residential area in Alexandria": 131 p., 10 rice, 13 tables, 6 pcs., 21 sources, 9 shades of A1 format.

Development object - boiler room.

The purpose of the project is to develop a boiler house project for the supply of residential space.

The calculations of the boiler heat load and also the heating scheme of the boiler house are given

Performed hydraulic calculations of pipelines and aerodynamic air ducts.

The calculation of the chimney is executed.

The scheme of cogeneration of heat on the basis of the electric generator is developed.

Selected main and auxiliary boiler equipment: boilers, fans, pumps, heat exchangers.

A startup project has been developed from which you can see that the project is profitable, and most importantly, an effective solution to the issue of the efficient use of primary energy resources in Ukraine.

Occupational safety and emergency measures are foreseen situations.

The results of the work are implemented in HV LLC "LOTA".

KEYWORDS: heating, hot water supply, boiler room, heat load, heat supply, boiler, cogeneration of heat, flue pipe, pump, fan, heat exchanger.

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация на получение степени магистра по образовательно-профессиональной программе подготовки на тему: «Реконструкция системы теплоснабжения жилого массива в Александрия»: 131 с., 10 рис., 13 табл., 6 доп., 21 источников, 9 чертежей формата А1 .

Объект разработки - котельная.

Цель работы - разработка проекта котельной для теплоснабжения жилого массива.

Приведенные расчеты тепловой нагрузки котельной и также тепловой схемы котельной

Выполнены гидравлические расчеты трубопроводов и аэродинамические воздухопроводов.

Выполнен расчет дымовой трубы.

Разработана схема когенерации тепла на базе электрогенератора.

Избранное основное и вспомогательное оборудование котельной: котлы, вентиляторы, насосы, теплообменники.

Разработанный стартап-проект с которого можно увидеть, что данный проект является прибыльным, а главное, -эффективно решением вопроса эффективного использования первичных энергоресурсов в Украине.

Предусмотрены мероприятия по охране труда и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Результаты работы внедрены в НП ООО «ЛОТА».

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: отопление, горячее водоснабжение, котельная, тепловая нагрузка, теплоснабжение, котел, когенерация тепла, дымовая труба, насос, вентилятор, теплообменник.

Зміст

Перелік умовних позначень і термінів, скорочень і термінів	8
Вступ	10
1 Розрахунок теплового навантаження котельні.....	13
1.1 Характеристика системи опалення	13
1.2 Розрахунок теплового навантаження котельні.....	13
2 Розрахунок теплової схеми котельні	17
2.1 Опис теплової схеми котельні.....	17
2.2 Вхідні дані до розрахунку теплової схеми котельні	17
2.3 Розрахунок теплової схеми	18
3 Розрахунок горіння палива і річна витрата палива	24
3.1 Розрахунок горіння палива.....	24
3.2 Нижча теплота згоряння газоподібного палива	28
3.3 Річна витрат газу на котельню	28
4 Гідравлічний розрахунок трубопроводів.....	29
4.1 Трубопроводи підживувальної води.....	29
4.2 Трубопроводи гарячого водопостачання.....	34
4.3 Трубопроводи мережної води	42
4.4 Аеродинамічний розрахунок повітропроводів	51
5 Розрахунок димової труби	55
5.1 Розрахунок газового тракту	55
5.2 Розрахунок опору димаря.....	60
5.3 Самотяга димаря.....	61
5.4 Розрахунок розсіювання шкідливих викидів в атмосферу	62
6 Водопідготовка в котельні	63
6.1 Робота контактного водонагрівача на хімічно неочищеній воді.	64
6.2 Установка активного магнієвого захисту «Щит».....	65
7 Когенерація теплоти.....	67
7.1 Опис схеми когенерації.....	67
7.2 Розрахунок схеми когенерації.....	68
8 Вибір обладнання	70
8.1 Вибір котлів	70

					ТП 71мп 05 005 ПЗ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Студент		Жилезко М.В.			Реконструкція системи теплопостачання житлового масиву м. Олександрія. Пояснювальна записка	Стадія	Аркуш	Аркушів
Керівник		Назарова І.О.						
П.контр						НТУУ «КПІ ім.І.Сікорського» ТЕФ, кафедра ТПТ		
Н.контр		Боженко М.Ф.						
Зав. каф.		Варламов Г.Б.						

9 Автоматизація контролю і керування об'єктом	92
9.1 Автоматизація котельні.....	92
9.2 Сигналізація.....	93
10. Стартап проект	94
10.1. Резюме проекту.....	94
10.2. Організація проекту.....	94
10.3 Канва Бізнес моделі проекту	96
10.4. Ключові види діяльності проекту	97
10.5. Цінність пропозиції та споживачі	98
10.6. Взаємовідносини зі споживачами та канали збуту	101
10.7. Обґрунтування ресурсів та витрат проекту	102
10.8. План робіт та партнери проекту.....	104
10.9. Грошовий потік та економічна оцінка проекту	105
11 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	108
11.1 Основні технічні рішення та організаційні заходи з безпечної експлуатації устаткування котельні	109
11.2 Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії	111
11.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях.....	118
Висновки.....	123
Перелік посилань.....	124
Додатки.....	126
Додаток А Електронний розрахунок теплообмінника опалення	126
Додаток Б Електронний розрахунок теплообмінника ГВП.....	127
Додаток В Електронний розрахунок теплообмінника охолодження двигуна електрогенератора	128
Технічне завдання на конструкторсько-технологічну роботу.....	129
Акт впровадження.....	130
Перевірка на плагіат	131

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ, СКОРОЧЕНЬ

І ТЕРМІНІВ

V – об'єм, витрата, подача;
 n – число неробочих діб в опалювальному періоді, еквівалентна абсолютна шорсткість;
 Q – витрата теплоти, нижча теплота згорання;
 q – питома вентиляційна характеристика будівлі, втрати теплоти від механічного недопалювання, щільність теплового потоку;
 α – коефіцієнт, який враховує розбіжності реальних розрахунків від розрахункових, коефіцієнт тепловіддачі, коефіцієнт надлишку повітря;
 t – температура;
 a – довжина;
 b – ширина, питома витрата натурального палива;
 l – довжина;
 g – питомий об'єм води в системі тепlopостачання;
 G – витрата;
 N – кількість працюючих водогрійних котлів, електричне навантаження;
 ρ – густина;
 w – швидкість;
 f – площа поперечного перетину;
 d – внутрішній діаметр;
 ν – коефіцієнт кінематичної в'язкості
 Re – число Рейнольдса;
 λ – коефіцієнт опору тертя, коефіцієнт теплопровідності;
 R – питомі втрати тиску на тертя, опір теплопередачі;
 H – напір, висота;
 P – тиск;
 ΔP – втрата тиску;
 F – площа поверхні;
 n – нормальні умови;
 $пал$ – параметри палива;
 $вн$ – параметри, які відносяться до внутрішньої сторони
 $втр$ – втрати;
 $мах$ – максимальні параметри;

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

год – годинна витрата.

ТЕЦ– теплоелектроцентрально;

КВН– контактний водонагрівач;

О, В– опалення і вентиляція;

ГДК– гранично допустима концентрація;

ЗСК– запобіжно-скидний клапан;

ПЧ– перетворювач частотний;

БАУ– блок автоматичного управління;

КВПіА– контрольно-вимірювальні прилади і автоматизація;

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Комунальна енергетика суттєво впливає на розвиток соціально-економічних взаємовідносин у регіонах і країні загалом. При цьому комунальна енергетика України є технічно відсталим сектором економіки з багатьма проблемами, що останнім часом особливо загострилися. З поміж ключових чинників цих проблем чільне місце посідає низька енергоефективність. Відсутність інвестицій у галузь призвела до значного погіршення технічно-го стану основних фондів, підвищення аварійності об'єктів житлово-комунального господарства (ЖКГ), збільшення питомих і непродуктивних витрат матеріальних та енергетичних ресурсів.

Сьогодні фінансове становище підприємств комунальної енергетики є вкрай незадовільним, що зумовлюється між іншим заборгованістю з оплати послуг теплопостачання з боку підприємств, бюджетних установ та населення.

Це свідчить про наявність системної кризи у сфері комунальної енергетики, яка заслуговує на значно більшу увагу з боку держави і суспільства та потребує кардинальних змін.

За даними Держкомстату України, в галузі на підприємствах усіх форм власності та відомчого підпорядкування експлуатується понад 26 тис. котелень, загальний технічний стан яких є критичним. Приблизно 22% експлуатованих котлів функціонують понад 20 років. Значна кількість котлів (38 %) малоефективна, з коефіцієнтом корисної дії $65\div 75\%$ на газі і 70% - на вугіллі [1].

Найгіршою є ситуація з тепловими мережами: у зношеному та аварійному стані знаходяться 3076 км (13,9%), понад 7674 км (34,7%) перевищують термін експлуатації, внаслідок чого щорічні втрати теплової енергії сягають 10%. Через обмеженість коштів обсяги перекладання та заміни теплових мереж щорічно зменшуються. При нормативній потребі їх перекладання

(виходячи з терміну служби 20 років) в обсязі 900 км щорічно, замінюється лише близько 500 км, тобто ремонт недовиконується більше ніж на 45%.

Суттєво зросли обсяги використання газу в комунальній енергетиці (до 42 % газових витрат України). Собівартість опалення стає значно більшою, ніж ціни за споживання тепла. Нині в Україні, за експертними оцінками, даремно витрачається $30\div 40\%$ вироблених енергоресурсів. Так, на обслуговування одного квадратного метра житла витрачається енергоресурсів у $3\div 7$ разів більше, ніж у країнах Західної Європи [2].

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Через залежність України від імпорту енергоносіїв (газу і нафти), ціни на які постійно зростають, існуюча система теплозабезпечення стає неконкурентоспроможною. Реальні витрати на генерацію, транспорт і розподіл електричної та теплової енергії, видобуток і розподіл природного і скрапленого газу не відповідають сьогодні купівельній спроможності більшості верств населення регіонів країни. Це обумовлює необхідність соціального захисту як споживачів, так і регіональних виробників і постачальників енергії за допомогою адміністративного стримування цін на основні енергоносії, надання державних і регіональних дотацій споживачам та виробникам енергії, перехресного субсидіювання комунальної сфери промисловістю за рахунок диференціації тарифів. До того ж зазначені заходи є несумісними з ринковими принципами функціонування енергетики і сприяють подальшому її занепаду.

Відтак, зниження обсягів споживаного газу є надзвичайно важливим завданням. Нині є реальні технічні можливості знизити споживання паливно-енергетичних ресурсів за рахунок можливостей нових технологій у комунальній енергетиці, досягти максимально ефективного використання палива, а також зменшити надходження парникових газів до атмосфери.

Однією з концептуальних проблем комунальної енергетики України є проблема оптимізації функціональної схеми опалювання і теплопостачання з врахуванням переваг централізованого і автономного енергопостачання.

В Україні частка централізованого теплопостачання складає понад 65% загального теплопостачання [3]. Мала енергетика ЖКГ виявилася за-ручницею великої енергетики. Раніше прийняті кон'юнктурні рішення про закриття малих котелень (під приводом їх низької ефективності, технічної та екологічної небезпеки) сьогодні обернулися надцентралізацією теплопостачання, коли гаряча вода проходить від ТЕЦ до споживача шлях в 25÷30 км, коли відключення джерела тепла із-за неплатежів чи аварійної ситуації приводить до замерзання міст з мільйонним населенням.

Більшість індустріально розвинених країн йшло іншим шляхом: удосконалювали теплогенеруюче обладнання, підвищуючи рівень його безпеки та автоматизації, ККД газопальникових пристроїв, санітарно-гігієнічні, екологічні, ергономічні та естетичні показники; створили всеоб'ємну систему обліку енергоресурсів всіма споживачами; приводили нормативно-технічну базу у відповідність вимогам доцільності та зручності споживача; оптимізували рівень централізації теплопостачання; перейшли до широкого застосування альтернативних джерел теплової енергії. Результатом такої роботи стало реальне енергозбереження в

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

усіх сферах економіки, включаючи ЖКГ.

Наша країна знаходиться на початку важкого шляху реорганізації житлово-комунального господарства, і енергозбереження є магістральним напрямком розвитку малої енергетики, просування по якому спроможне значно пом'якшити болісні для більшості населення наслідки росту цін на комунальні послуги.

Поступове збільшення частки децентралізованого теплопостачання, максимальне наближення джерела тепла до споживача, облік споживачем усіх видів енергоресурсів дозволять не тільки створити споживачеві більш комфортні умови, але й забезпечить реальну економію газового палива.

У даній дипломній роботі наданий проект котельні для теплопостачання житлового масиву, який складається з шести девятиповерхівок і однієї громадської будівлі.

Для покриття теплових навантажень проектом передбачено встановити в котельній два контактних водонагрівача КВН-2,9ГС, з номінальною потужністю 2,9 МВт, і один водонагрівач КВН-1,74ГС, з номінальною потужністю 1,74 МВт. Загальна встановлена теплова потужність котельної 7,54 МВт. Параметри теплоносія, що відпускається на потреби опалювання і вентиляції 85/55°C.

Джерелом водопостачання є вода міського водопроводу. Трубопроводи підживлення підключаються безпосередньо до самих котлів.

Хімводопідготовка у складі установки відсутня. Для забезпечення нормальної роботи системи теплопостачання передбачена система захисту устаткування від корозії.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОГО НАВАНТАЖЕННЯ КОТЕЛЬНОЇ

1.1 Характеристика системи опалення

Об'єктом теплопостачання є житловий масив загальним зовнішнім об'ємом $V_{з.ж} = 235$ тис. м^3 та будинок дитячо-юнацької творчості (колишня школа) загальним зовнішнім об'ємом $V_{з.г} = 12$ тис. м^3 .

Котельня забезпечує постачання ГВП для загальної кількості споживачів $m_{ж}=3,5$ тис. людей.

Температурний графік системи опалення – $85/55\text{ }^{\circ}\text{C}$

1.2 Розрахунок теплового навантаження котельні

Для м. Олександрія визначаю кліматологічні дані:

$$n_o = 185 \text{ діб};$$

$$t_{p.o} = -22\text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$t_{cp.x.m.} = -5,6\text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{cp.o.} = -1,0\text{ }^{\circ}\text{C}$$

1.2.1 Витрати теплоти на опалення

Максимальна (розрахункова) витрата теплоти на опалення для житлових і громадських будівель розраховую за формулою (1.1):

$$Q_o = q_o \alpha V_z (t_{вн} - t_{p.o}) 10^{-6}, \quad (1.1)$$

де q_o – питома опалювальна характеристика будівлі при $t_{p.o} = -30\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\text{Вт}/(\text{м}^3 \cdot \text{K})$;

Для житлового будинку з табл.2.5[4] після 1981 р. забудови і об'єму $V_{з.ж} > 25$ тис. м^3 - $q_o = 0,38 \text{ Вт}/(\text{м}^3 \cdot \text{K})$,

Для громадської будівлі з табл. 2.6[4] після 1981 р. забудови і $V_{з.г} > 10$ тис. м^3 - $q_o = 0,36 \text{ Вт}/(\text{м}^3 \cdot \text{K})$

α – поправковий коефіцієнт, який залежить від фактичної величини $t_{p.o}$

Для розрахункової температури $t_{p.o} = -22\text{ }^{\circ}\text{C}$ з табл. 2.7[4] поправ-ковий коефіцієнт дорівнює $\alpha = 1,134$;

V_z – зовнішній об'єм будівель, м^3 ;

$t_{вн}$ – розрахункова температура повітря усередині житлових будівель,

У відповідності з додатком Б[5] для житлових будинків приймаю $t_{вн} = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ та згідно [6] для громадських будівель приймаю $t_{вн} = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Тоді згідно з формулою (1.1) розрахункова витрата теплоти на опалення житлових та громадських будівель складе

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

$$Q_o^{\text{ж}} = 0,38 \cdot 1,134 \cdot 235000 [20 - (-22)] \cdot 10^{-6} = 4,3 \text{ МВт.}$$

$$Q_o^{\text{г}} = 0,36 \cdot 1,134 \cdot 12000 [20 - (-22)] \cdot 10^{-6} = 0,2 \text{ МВт.}$$

1.2.2 Середня витрата теплоти на опалення

Для будівлі будь-якого призначення середня витрата теплоти на опалення, МВт, визначаю за формулою (1.2):

$$Q_{\text{ср.о}}^i = Q_o^i \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.о}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о}}}, \quad (1.2)$$

де Q_o^i - розрахункова витрата теплоти на опалення відповідної будівлі, МВт.

$$Q_{\text{ср.о}}^{\text{ж}} = 4,3 \cdot \frac{20 - (-0,3)}{20 - (-22)} = 2,08 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ср.о}}^{\text{г}} = 0,2 \cdot \frac{20 - (-0,3)}{20 - (-22)} = 0,1 \text{ МВт}$$

1.2.3 Річна витрата теплоти на опалення

Для всіх житлових і громадських будівель річна витрата теплоти на опалення, МДж/рік, визначається за формулою (1.3):

$$Q_{\text{річ.о}}^i = Q_{\text{ср.о}}^i \cdot n_o \cdot 24 \cdot 3600, \quad (1.3)$$

де n_o – тривалість опалювального періоду для житлових та громадських будівель.

Для м. Олександрія $n_o=185$ діб.

$$Q_{\text{річ.о}}^{\text{ж}} = 2,08 \cdot 185 \cdot 24 \cdot 3600 = 3,3 \cdot 10^7 \frac{\text{МДж}}{\text{рік}}$$

$$Q_{\text{річ.о}}^{\text{г}} = 0,1 \cdot 185 \cdot 24 \cdot 3600 = 0,2 \cdot 10^7 \frac{\text{МДж}}{\text{рік}}$$

1.2.4 Витрати теплоти на гаряче водопостачання

1.2.4.1 Середня витрата теплоти на гаряче водопостачання

Середня витрата теплоти на гаряче водопостачання споживачів житлових і громадських будівель за опалювальний період, МВт, визначається за формулою (1.4):

$$Q_{\text{г.в.ср}}^{\text{ж+гр}} = 1,395 \frac{m(a_{\text{л}} + b)(55 - t_{\text{х.з}})}{24} 10^{-6}, \quad (1.4)$$

де m - кількість жителів;

$a_{\text{л}}$ - норма витрати води в кілограмах при температурі 55 °С для житлових будівель на одну людину за добу

b - те саме для всіх громадських будівель району (міста)

$t_{\text{х.з}}$ - температура холодної (водопровідної) води в опалювальний період, °С

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

24 - період споживання гарячої води за добу, год.

За нормативними даними, приймаю норму витрати води для житлових будівель на одну людину за добу $a_{\text{л}}=115$ кг/добу;

Оскільки дані по витраті гарячої води для громадських будівель відсутні, то приймаю рекомендоване значення $b = 25$ кг/добу;

Температуру холодної (водопровідної) води в опалювальний період приймаю $t_{\text{х.з}} = 5$ °C

$$Q_{\text{г.в.ср}}^{\text{ж+гр}} = 1,395 \cdot \frac{3500 \cdot (115 + 25) \cdot (55 - 5)}{24} \cdot 10^{-6} = 1,42 \text{ MBт.}$$

1.2.4.2 Максимальна витрата теплоти на гаряче водопостачання

Максимальна витрата теплоти на гаряче водопостачання житлових і громадських будівель за опалювальний період, МВт, визначається за формулою (1.5):

$$Q_{\text{г.в.мах}}^{\text{ж+гр}} = 2,4 Q_{\text{г.в.ср}}^{\text{ж+гр}} \quad (1.5)$$

Приймаю значення коефіцієнту запасу 2,4:

$$Q_{\text{г.в.мах}}^{\text{ж+гр}} = 2,4 \cdot 1,42 = 3,41 \text{ MBт.}$$

1.2.4.3 Середня витрата теплоти на гаряче водопостачання

Середня витрата теплоти на гаряче водопостачання споживачів житлових і громадських будівель у літній період, МВт, визначається за формулою (1.6):

$$Q_{\text{г.в.ср}}^{(\text{ж+гр})\text{л}} = Q_{\text{г.в.ср}}^{\text{ж+гр}} \frac{55 - t_{\text{х.л}}}{55 - t_{\text{х.з}}} \beta, \quad (1.6)$$

де $t_{\text{х.л}}$ - температура холодної (водопровідної) води у літній період, °C β - коефіцієнт, яким ураховують зниження середньої витрати води на гаряче водопостачання у літній період відносно опалювального

Оскільки відсутні точні дані по температурі холодної (водопровідної) води у літній період та по коефіцієнту яким ураховують зниження середньої витрати води на гаряче водопостачання у літній період відносно опалювального, відповідно приймаю $t_{\text{х.л}} = 15$ °C та $\beta = 0,8$.

$$Q_{\text{г.в.ср}}^{(\text{ж+гр})\text{л}} = 1,42 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 0,91 \text{ MBт.}$$

1.2.4.4 Річна витрата теплоти на гаряче водопостачання

Річна витрата теплоти на гаряче водопостачання споживачів житлових і громадських будівель, МДж/рік, визначається за формулою (1.7):

$$Q_{\text{г.в.річ}}^{\text{ж+гр}} = 24 \left[Q_{\text{г.в.ср}}^{\text{ж+гр}} n_o + Q_{\text{г.в.ср}}^{(\text{ж+гр})\text{л}} (350 - n_o) \right] 3600 \quad (1.7)$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де 350 - число робочих діб системи гарячого водопостачання у році з урахуванням 15-денної перерви на ревізію, гідравлічні випробовування та ремонт теплових мереж.

$$Q_{г.в.річ}^{ж+гр} = 24 \cdot [1,42 \cdot 185 + 0,91 \cdot (350 - 185)] \cdot 3600 = 3,6 \cdot 10^7 \frac{МДж}{рік}.$$

Результати розрахунків теплових навантажень зведено до табл. 1.1, 1.2.

Таблиця 1.1 - Максимальні витрати теплоти, МВт

Навантаження		Позначення	Одиниця	Значення
1. Опалення і вентиляція житлових та громадських будівель		$Q_{ов}^{ж+гр}$	<i>МВт</i>	4.5
3. Гаряче водопостачання житлових та громадських будівель (середня витрата)	опалювальний період	$Q_{гв.ср}^{ж+гр}$	<i>МВт</i>	1.42
	теплий період	$Q_{гв.ср}^{(ж+гр)л}$	<i>МВт</i>	0.91
Сумарне навантаження споживачів		ΣQ	<i>МВт</i>	5.92

Таблиця 1.2 - Річні витрати теплоти, МДж/рік

Навантаження		Позначення	Одиниця	Значення
1. Опалення житлових та громадських будівель		$Q_{ов.річ}^{ж+гр}$	$\frac{МДж}{рік}$	$3.5 \cdot 10^7$
2. Гаряче водопостачання житлових та громадських будівель		$Q_{гв.річ}^{ж+гр}$	$\frac{МДж}{рік}$	$3.6 \cdot 10^7$
Сумарне навантаження споживачів		ΣQ	$\frac{МДж}{рік}$	$7.1 \cdot 10^7$

2 РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ

2.1 Опис теплової схеми котельні

На листі 1 показана принципова тепла схема водогрійної опалювальної котельні з відпуском теплоти на гаряче водопостачання.

Вода з котла (1) подається у прямий трубопровід першого контуру. Проходячи мережний насос (6) і фільтр (56) вода надходить у теплообмінник опалення (17). Після останнього частина води зворотнім трубопроводом першого контуру проходить установку активного магнієвого захисту (14) і надходить у контактний підігрівач повітря (24). Після нього вода подається у котел. Передбачається резервування мережного насосу. Передбачається погодне регулювання опалювальної потужності котельні.

Підживування котельні водою, яка подається з трубопроводу сирової води, проходячи через фільтр (57). Підживувальня відбувається за ріномірною колонкою.

Так як, контактні водонагрівачі працюють у конденсаційному режимі можливо переповнення системи, тому передбачена система безнапірного зливу.

Вода з котла (2) циркуляційним насосом гарячого водопостачання (8) подається через фільтр (57) до теплообмінника ГВП і вертається в котел.

2.2 Вхідні дані до розрахунку теплової схеми котельні

2.2.1 Температура повітря всередині опалювальних приміщень (режими I – III)

$$t_{вн} = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

2.2.2 Температура зовнішнього повітря,

$$\text{I режим} - t_n = t_{p.o.} = -22 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\text{II режим} - t_n = t_{ср.х.м.} = -5,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\text{III режим} - t_n = t_{ср.o.} = -1,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

2.2.3 Максимальний розрахунковий відпуск теплоти на опалення приміщень (режим I) для громадських та житлових будівель

$$Q_o = Q_o^{жс+зр} = 4.5 \text{ МВт}.$$

2.2.4 Середній і максимальний відпуск теплоти на гаряче водопостачання для житлових та громадських будівель

$$Q_{г.в.ср}^{зг} = 1,42 \text{ МВт}.$$

2.2.5 Максимальна температура прямої мережної води (режим I)

$$t_{1\max} = 85 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2.6 Температура прямої мережної води на вході в підігрівник ГВП (при окремій роботі контурів ГВП і опалення)

$$t_{1ГВП} = 70 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

2.2.7 Максимальна температура поворотної мережної води

$$t_{2\max} = 55 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

2.2.8 Температура сирої води на вході в котельню, $^{\circ}\text{C}$

- режими IV: $T_{1з} = 5 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

- режим V: $T_{1л} = 15 \text{ }^{\circ}\text{C}$

2.2.9 Питомий об'єм води в системі тепlopостачання від сумарного відпуску теплоти на опалення та ГВП

$$g_{\text{сист}} = 56 \cdot 10^3 \frac{\text{кг}}{\text{МВт}}$$

2.2.10 Коефіцієнт зниження витікання води в системі тепlopостачання

$$K_{\text{внт}} = 1 \text{ (режими I – III)}$$

2.2.11 Розрахункова температура гарячої води в системі місцевого тепlopостачання:

$$t_{ГВП}^0 = 55 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

2.2.12 Вид палива – природний газ.

2.3 Розрахунок теплової схеми

2.3.1 Температура навколишнього повітря у точці зламу температурного графіку теплової мережі

$$t_{н.зл} = t_{вн} - 0,354 \cdot (t_{вн} - t_{нав}) \quad (2.1)$$

$$t_{н.зл} = 20 - 0,354 \cdot (20 - (-22)) = 5,132 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

2.3.2 Коефіцієнт зниження відпуску теплоти на опалення в залежності від температури навколишнього повітря

$$K_o = \frac{t_{вн} - t_{зов}}{t_{вн} - t_{p.o.}} \quad (2.2)$$

$$K_o = \frac{20 + 22}{20 + 22} = 1$$

2.3.3 Сумарний відпуск теплоти на опалення

$$Q_o = Q_o^{\text{жс+зр}} \cdot K_o \quad (2.3)$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_o = 4.5 \cdot 1 = 4.5 \text{ MBm}$$

2.3.4 Сумарний відпуск теплоти на ГВП

- зимовий період $Q_{\text{зв}}^3 = Q_{\text{ГВ.ср}}^{\text{жс+зр}} = 1,42 \text{ MBm}$

- літній період $Q_{\text{зв}}^{\text{л}} = Q_{\text{ГВ.ср.л.}}^{\text{(жс+зр).л}} = 0,91 \text{ MBm}$

2.3.5 Температура прямої мережної води на виході з котельні

$$t_1 = t_{\text{вн}} + K_o \cdot (t_{1\text{max}} - t_{\text{вн}}) \quad (2.4)$$

$$t_1 = 20 + 1 \cdot (85 - 20) = 85 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

2.3.6 Температура поворотної мережної води на вході в котельню

$$t_2 = t_{\text{вн}} + K_o \cdot (t_{2\text{max}} - t_{\text{вн}}) \quad (2.5)$$

$$t_1 = 20 + 1 \cdot (55 - 20) = 55 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

2.3.7 Розрахункова витрата мережної води на опалення

$$G_o = \frac{Q_o \cdot 10^6}{C_g \cdot (t_1 - t_2)} \quad (2.6)$$

$$G_o = \frac{4.5 \cdot 10^6}{4187 \cdot (85 - 55)} = 39,8 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

2.3.8 Витрата води на ГВП для споживачів

$$G_{\text{зв}}^{\text{сн}} = \frac{Q_{\text{зв}}^3 \cdot 10^6}{C_g \cdot (t_1 - t_2)} \quad (2.7)$$

$$G_{\text{зв}}^{\text{сн}} = \frac{1,42 \cdot 10^6}{4187 \cdot (55 - 5)} = 7,2 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

2.3.9 Витрата мережної води на підігрівника ГВП в зимовий період року (при одночасні роботі контурів ГВП і опалення)

$$G_{\text{зв}}^{\text{ГВП+О}} = \frac{Q_{\text{зв}}^3 \cdot 10^6}{C_g \cdot (t_1 - t_2)} \quad (2.8)$$

$$G_{\text{зв}}^{\text{ГВП+о}} = \frac{1,42 \cdot 10^6}{4187 \cdot (85 - 55)} = 12 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

2.3.10 Температура поворотної води на вході в котельню в зимовий період (після підігрівника ГВП)

$$t_2^{\text{ГВП}} = t_1^{\text{ГВП}} - \frac{Q_{\text{зв}} \cdot 10^6}{G_{\text{зв}}^{\text{ГВП+О}} \cdot c_g} \quad (2.9)$$

$$t_2^{\text{ГВП}} = 70 - \frac{1,42 \cdot 10^6}{12 \cdot 4187} = 40 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.3.11 Витрата гріючої води на підігрівника ГВП в зимовий період (при одночасній роботі контурів ГВП і опалення)

$$G_{\text{зв}}^{\text{ГВП}} = \frac{Q_{\text{зв}}^3 \cdot 10^6}{C_6 \cdot (t_1^{\text{ГВП}} - t_2^{\text{ГВП}})} \quad (2.10)$$

$$G_{\text{зв}}^{\text{ГВП}} = \frac{1,42 \cdot 10^6}{4187 \cdot (70 - 40)} = 12 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

2.3.12 Температура поворотної мережної води на вході в котельню в літній період (після підігрівника ГВП)

$$t_2^{\text{ГВП.літ}} = t_1^{\text{ГВП}} - \frac{Q_{\text{зв}}^{\text{л}} \cdot 10^6}{G_{\text{зв}} \cdot C_6} \quad (2.11)$$

$$t_2^{\text{ГВП}} = 70 - \frac{0,91 \cdot 10^6}{12 \cdot 4187} = 46 \text{ } ^\circ\text{C}$$

2.3.13 Розрахункова витрата мережної води після мережного насоса (при одночасній роботі ГВП і опалення)

$$G_{\text{мер}} = G_o + G_{\text{зв}} \quad (2.12)$$

$$G_{\text{мер}} = 12 + 39,8 = 51,8 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

2.3.14 Витрата підживувальної води на заповнення витікань в тепло-вій мережі

$$G_{\text{вит}} = \frac{0.75}{100 \cdot 3600} \cdot (Q_o^{\text{зр.+жс}} + Q_{\text{ГВП}}^{\text{зр.+жс}}) \cdot g_{\text{сист}} \cdot K_{\text{ут}} \quad (2.13)$$

$$G_{\text{вит}} = \frac{0.75}{100 \cdot 3600} \cdot (4,5 + 1,42) \cdot 56 \cdot 10^3 \cdot 1 = 0,78 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

2.3.15 Загальна витрата підживувальної води

$$G_{\Sigma \text{нід}} = G_{\text{вит}} + G_{\text{ГВП}}^{\text{сн}} \quad (2.14)$$

$$G_{\Sigma \text{нід}} = 0,78 + 7,2 = 7,98 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

2.3.16 Витрата поворотної мережної води (при одночасній роботі контурів ГВП і опалення)

$$G_{\text{мер.зв}} = G_{\text{мер}} - G_{\text{вит}} \quad (2.15)$$

$$G_{\text{мер.зв.}} = 51,8 - 0,78 = 51,06 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

2.3.17 Сумарний відпуск теплоти водогрійними котлами

$$Q = Q_o + Q_{\text{ГВП}}^3 \quad (2.16)$$

$$Q = 4,5 + 1,42 = 5,92 \text{ МВт}$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.3.18 Необхідна кількість працюючих водогрійних котлів

$$N_{к.р.}^o = \frac{Q_o}{Q_{к}^{ном}} \quad (2.17)$$

$$N_{к.р.}^o = \frac{4,5}{2,9} = 1,55 \cong 2 \text{ шт. (КВН-2,9Гс)}$$

$$N_{к.р.}^o = \frac{Q_{ГВП}}{Q_{к}^{ном}} \quad (2.18)$$

$$N_{к.р.}^o = \frac{1,42}{1,74} = 0,82 \cong 1 \text{ шт. (КВН-1,74Гс)}$$

2.3.19 Процент завантаженості працюючих водогрійних котлів

$$N_{зав.}^6 = \frac{Q_{к}^6}{N_{к.р.}^o \cdot Q_{к}^{ном} + N_{зав.}^{ГВП} \cdot Q_{к}^{ном}} \cdot 100\% \quad (2.19)$$

$$N_{зав.}^6 = \frac{5,92}{2 \cdot 2,9 + 1 \cdot 1,74} \cdot 100\% = 78,5\%$$

2.3.20 Витрата води, яка проходить через водогрійний котел (визначається за паспортними характеристиками котла)

$$G_{в.к.} \text{ (КВН-1,74Гс)} = 38 \dots 55 \frac{m}{год}$$

$$G_{в.к.} \text{ (КВН-2,9Гс)} = 63 \dots 90 \frac{m}{год}$$

2.3.21 Витрата води, яка проходить через працюючі водогрійні котли

$$G_{в.к. \Sigma} = N_{к.р.}^o \cdot \frac{G_{к}^{ном}}{3,6} + N_{зав.}^{ГВП} \cdot \frac{G_{к}^{ном}}{3,6} \quad (2.20)$$

$$G_{в.к. \Sigma} = 2 \cdot \frac{72}{3,6} + 1 \cdot \frac{44}{3,6} = 51,8 \frac{K\mathcal{C}}{c}$$

2.3.22 Температура мережної води на вході у водогрійні котли

$$t_{вк1} = 57 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

2.3.23 Температура мережної води на виході з водогрійних котлів

$$t_{вк2} = 87 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

2.3.24 Витрата води від водогрійних котлів у теплову мережу

$$G_{в.к.}^{мер.} = G_{в.к. \Sigma} = 51,8 \frac{K\mathcal{C}}{c}$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.3.25 Загальна витрата води перед насосами мережної води

$$G_{\text{мер}} = G_{\text{обр.мер.}} + G_{\text{ут}} \quad (2.21)$$

$$G_{\text{мер}} = 51,8 + 0,78 = 52,58 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Розрахунки для інших режимів зведені в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1

№ п/п	Параметр	Значення параметра		
1	2	3	4	5
1	Температура навколишнього повітря, С	-22	-5,6	-1
2	Коефіцієнт зниження відпуску теплоти на опалення в залежності від температури навколишнього повітря	1	0,61	0,5
3	Сумарний відпуск теплоти на опалення	4.5	3.05	2.5
4	Сумарний відпуск теплоти на ГВП			
	Зимовий період	1.42	1.42	1.42
	Літній період	0.91	0.91	0.91
5	Температура прямої мережної води на виході з котельні	85	59,6	52,5
6	Температура поворотної мережної води на вході в котельню	55	41,3	37,5
7	Розрахункова витрата мережної води на опалення	39,8	39,8	39,8
8	Витрата води на ГВП для споживачів	7,2	7,2	7,2
9	Витрата мережної води на підігрівника ГВП в зимовий період року (при одночасні роботі контурів ГВП і опалення)	12	12	12
10	Температура поворотної води на вході в котельню в зимовий період (після підігрівника ГВП)	40	40	40

1	2	3	4	5
11	Витрата гріючої води на підігрівника ГВП в зимовий період (при одночасній роботі контурів ГВП і опалення)	12	12	12
12	Температура поворотної мережної води на вході в котельню в літній період (після підігрівника ГВП)	46	46	46
13	Розрахункова витрата мережної води після мережного насосу (при одночасній роботі ГВП і опалення)	51,8	51,8	51,8
14	Витрата підживувальної води на заповнення витікань в тепловій мережі	0,76	0,53	0,46
15	Загальна витрата підживувальної води	7,98	7,75	7,68
16	Витрата поворотної мережної води (при одночасній роботі контурів ГВП і опалення)	51,06	51,3	51,36
17	Сумарний відпуск теплоти водогрійними котлами	5,92	4,5	4,01
18	Кількість працюючих водогрійних котлів			
	На опалення	2	2	1
	На ГВП	1	1	1
19	Витрата води, яка проходить через працюючі водогрійні котли	51,8	51,8	51,8
20	Температура мережної води на вході у водогрійні котли	57	42,8	38,5
21	Температура мережної води на виході з водогрійних котлів	87	60,8	53,5

3 РОЗРАХУНОК ГОРІННЯ ПАЛИВА І РІЧНА ВИТРАТА ПАЛИВА

3.1 Розрахунок горіння палива

3.1.1 Вихідні данні

- Паливом являється природний газ.
- Склад природного газу (в % по об'єму):

$$CH_4 = 93,5\%;$$

$$C_2H_6 = 4\%;$$

$$C_3H_8 = 1\%;$$

$$C_4H_{10} = 0,5\%;$$

$$C_5H_{12} = 0,5\%;$$

$$CO_2 = 0,1\%;$$

$$N_2 = 0,4\%.$$

$$\sum_{i=1}^7 V_i = 100\%.$$

- Вологовміст палива $d_z = 6 \frac{\text{г}}{\text{м}^3_{\text{газу}}};$

- Вологовміст повітря $d_e = 10 \frac{\text{г}}{\text{м}^3_{\text{газу}}};$

- Коефіцієнт надлишку повітря $\alpha = 1,15.$

3.1.2 Коефіцієнт перерахунку сухого газу на вологий, K_z :

$$K_z = \frac{804}{804 + d_z} \quad (3.1)$$

$$K_z = \frac{804}{804 + 6} = 0,993.$$

3.1.3 Перерахунок на вологий газ, V_x , % :

$$V_x = V_x^{\text{сух}} \cdot K_z, \quad (3.2)$$

$$V_{CH_4} = 93,5 \cdot 0,993 = 92,845\%;$$

$$V_{C_2H_6} = 4 \cdot 0,993 = 3,972\%;$$

$$V_{C_3H_8} = 1 \cdot 0,993 = 0,993\%;$$

$$V_{C_4H_{10}} = 0,5 \cdot 0,993 = 0,496\%;$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$V_{C_5H_{12}} = 0,5 \cdot 0,993 = 0,496\%; ,$$

$$V_{CO_2} = 0,1 \cdot 0,993 = 0,099\%; ,$$

$$V_{N_2} = 0,4 \cdot 0,993 = 0,397\% .$$

3.1.4 Сума об'ємних долей вологого газу без водяної пари, $V_{\text{сум}}, \%$

$$V_{\text{сум}} = V_{CH_4} + V_{C_2H_6} + V_{C_3H_8} + V_{C_4H_{10}} + V_{C_5H_{12}} + V_{CO_2} + V_{N_2} , \quad (3.3)$$

$$V_{\text{сум}} = 92,845 + 3,972 + 0,993 + 0,496 + 0,496 + 0,099 + 3,476 = 99,298\%$$

3.1.5 Об'ємна частка водяної пари в природному газі, $V_{H_2O}, \%$

$$V_{H_2O} = 100 - V_{\text{сум}} , \quad (3.4)$$

$$V_{H_2O} = 100 - 99,298 = 0,702 \%$$

3.1.6 Результати розрахунку горіння палива зведені у таблицю 3.1.

3.1.6.1 Пояснення до таблиці 3.1.

Об'єм вологого повітря необхідного для горіння палива, $V^{в.п.}, \text{м}^3/100 \text{ м}^3$ палива.

$$V_{\alpha=1}^{в.п.} = V_{\alpha=1}^{с.п.} + \varepsilon' ; \quad (3.5)$$

$$V_{\alpha=1.15}^{в.п.} = V_{\alpha=1.15}^{с.п.} + \varepsilon'' \quad (3.6)$$

де $\varepsilon', \varepsilon''$ - поправки на вологість повітря, $\frac{\text{м}_H^3}{100 \text{ м}_n^3}$.

$$\varepsilon' = \frac{B \cdot d_e}{804} ; \quad (3.7)$$

$$\varepsilon'' = \frac{\alpha \cdot B \cdot d_e}{804} ; \quad (3.8)$$

$$\varepsilon' = \frac{1008 \cdot 10}{804} = 12,54 \frac{\text{м}_H^3}{100 \text{ м}_n^3} ;$$

$$\varepsilon'' = \frac{1,15 \cdot 1008 \cdot 10}{804} = 14,42 \frac{\text{м}_H^3}{100 \text{ м}_n^3} .$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1

Компонент	M_n^3 в 100 $M_{нпалива}^3$	Реакція горіння	Повітря, $M_n^3 / 100 M_{нпалива}^3$				Продуктів згорання, $M_n^3 / 100 M_{нпалива}^3$					
			O_2	N_2	$V_{пов}$	RO_2	O_2	N_2	H_2O	$V_{пр.зг.}$		
CH_4	92,845	$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O$	185,7	698,2	883,9	92,85	-	6982	185,7	976,7		
C_2H_6	3,972	$C_2H_6 + 3,5O_2 = 2CO_2 + 3H_2O$	13,9	52,27	66,17	7,944	-	52,27	11,92	72,13		
C_3H_8	0,993	$C_3H_8 + 5O_2 = 3CO_2 + 4H_2O$	4,965	18,67	23,63	2,979	-	18,67	3,972	25,62		
C_4H_{10}	0,496	$C_4H_{10} + 6,5O_2 = 4CO_2 + 5H_2O$	3,224	12,12	15,35	1,984	-	12,12	2,48	16,59		
C_5H_{12}	0,496	$C_5H_{12} + 8O_2 = 5CO_2 + 5H_2O$	3,968	14,92	18,88	2,48	-	14,92	2,48	19,88		
CO_2	0,099	-	-	-	-	0,099	-	-	-	0,099		
N_2	0,397	-	-	-	-	-	-	0,397	-	0,397		
H_2O	0,702	-	-	-	-	-	-	-	0,702	0,702		
			A	Б	В	Г	О	Д	Е	Ж		
	100 M_n^3	$\alpha = 1,0$; повітря сухе	211,7	796,2	1008	108,3	-	796,6	207,2	1112		
$\varepsilon' = \frac{B \cdot d_e}{804} = 12,54$ $\alpha \cdot B \cdot d_e = 14,42$		$\alpha = 1,0$; повітря вологе	211,7	796,2	1020	108,3	-	796,6	219,8	1125		
		$\alpha = 1,1$; повітря сухе	243,5	915,6	1159	108,3	31,76	916	207,2	1263		
		$\alpha = 1,1$; повітря вологе	243,5	915,6	1174	108,3	31,76	916	221,7	1278		

3.1.7 Теоретичні і дійсні об'єми продуктів згорання (визначені по даним таблиці 3.1)

3.1.7.1 Теоретично необхідні об'єми вологого повітря, $V_{пов}^o, \frac{M_n^3}{M_{п-ва}^3}$

$$V_{пов}^o = \frac{1020}{100} = 10,2 \frac{M^3}{M_{п-ва}^3} .$$

3.1.7.2 Дійсний об'єм повітря, що подається на горіння $V_{пов}^d, \frac{M_n^3}{M_{T-ва}^3}$

$$V_{пов}^d = \alpha \cdot V_{пов}^o ; \quad (3.9)$$

$$V_{пов}^d = 1,15 \cdot 10,2 = 11,73 \frac{M^3}{M_{п-ва}^3} .$$

3.1.7.3 Дійсний об'єм CO_2 в продуктах згорання, $V_{CO_2}^d, \frac{M_n^3}{M_{п-ва}^3}$

$$V_{CO_2}^d = \frac{108,3}{100} = 1,083 \frac{M^3}{M_{п-ва}^3} .$$

3.1.7.4 Дійсний об'єм кисню O_2 в продуктах згорання, $V_{O_2}^d, \frac{M^3}{M_{п-ва}^3}$

$$V_{O_2}^d = \frac{31,76}{100} = 0,318 \frac{M^3}{M_{п-ва}^3} .$$

3.1.7.5 Дійсний об'єм азоту N_2 в продуктах згорання, $V_{N_2}^d, \frac{M^3}{M_{п-ва}^3}$

$$V_{N_2}^d = \frac{916}{100} = 9,16 \frac{M^3}{M_{п-ва}^3} .$$

3.1.7.6 Дійсний об'єм водяної пари H_2O в продуктах згорання,

$$V_{H_2O}^d, \frac{M^3}{M_{п-ва}^3}$$

$$V_{H_2O}^d = \frac{221,7}{100} = 2,212 \frac{M^3}{M_{п-ва}^3} .$$

3.1.7.7 Дійсний об'єм продуктів згорання, $V_{пр.зг}^d, \frac{M^3}{M_{п-ва}^3}$

$$V_{пр.зг}^d = \frac{1278}{100} = 12,78 \frac{M^3}{M_{п-ва}^3} .$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.1.7.10 Об'ємні частки продуктів згоряння, r_i

$$r_i = \frac{V_i^o}{V_{np,32}^o}, \quad (3.10)$$

$$r_{CO_2} = \frac{1,083}{12,78} = 0,085;$$

$$r_{O_2} = \frac{0,318}{12,78} = 0,025;$$

$$r_{N_2} = \frac{9,16}{12,78} = 0,716;$$

$$r_{H_2O} = \frac{2,212}{12,78} = 0,174.$$

3.1.7.11 Густина продуктів горіння, $\rho_{n,32}$, $кг/м^3$

$$\rho_{nc} = \sum \rho_i r_i, \quad (3.11)$$

де ρ_i – густина i -го компонента продуктів згоряння.

$$\rho_{n,32} = 0,085 \cdot 1,96 + 0,025 \cdot 1,43 + 0,716 \cdot 1,25 + 0,174 \cdot 0,8 = 1,236 \text{ кг/м}^3.$$

3.2 Нижча теплота згоряння газоподібного палива

$$Q_n^p = \sum_{i=1}^n Q_{екз. i} \cdot r_{i \text{ н-ва}} = 0,01 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{екз. i} \cdot V_{i \text{ н-ва}} = Q_{екз. CH_4} \cdot r_{CH_4 \text{ н-ва}} + Q_{екз. C_2H_6} \cdot r_{C_2H_6} + Q_{екз. C_3H_8} \cdot r_{C_3H_8} + Q_{екз. C_4H_{10}} \cdot r_{C_4H_{10}} + Q_{екз. H_2S} \cdot r_{H_2S} + Q_{екз. C_7H_{14}} \cdot r_{C_7H_{14}} \quad (3.12)$$

$$Q_n^p = 0,01(35840 \cdot 92,845 + 63778 \cdot 3,972 + 91263 \cdot 0,993 + 118648 \cdot 0,496 + 191652 \cdot 0,496) = 38255 \frac{кДж}{м^3_{палива}}$$

3.3 Річна витрат газу на котельню

$$B_k = \frac{\sum Q_{річ}}{Q_n^p \cdot \eta_k}, \quad (3.13)$$

де $\sum Q_{річ}$ - річна витрата теплоти (див. табл. 1.2)

η_k - ККД котла

$$B_k = \frac{7,71 \cdot 10^7}{38225 \cdot 1,02} = 1\,977\,455 \frac{м^3}{рік} = \frac{1977455}{3600 \cdot 185 \cdot 24} = 0,1237 \frac{м^3}{с}$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 ГІДРАВЛІЧНИЙ РОЗРАХУНОК ТРУБОПРОВОДІВ

Розрахунок трубопроводів є одним з найважливіших розділів проектування і експлуатації трубопроводів.

Метою розрахунку є визначення діаметрів трубопроводів, визначення втрат тиску, а в деяких випадках може бути поставлена задача визначення пропускної здатності трубопроводів при відомому діаметрі і при відомій втраті тиску.

За результатами гідравлічного розрахунку визначають необхідні характеристики насосів, необхідна кількість і тип труб, розробляють режими експлуатації

4.1 Трубопроводи підживувальної води

4.1.1 Вхідні дані:

- витрата підживувальної води, яка надходить в мережу $G_{підж.} = 0,78 \frac{м^3}{с}$

(див. п. 3.3.14);

- витрата води на ГВП для споживачів $G_{ГВП}^{сн} = 7,2 \frac{м^3}{с}$ (див. п. 3.3.8);

- густина підживувальної води $\rho_{підж.} = f(t = 5^{\circ}C) = 999,8 \frac{кг}{м^3}$.

- довжина розрахункових ділянок: $l_{(1-4)} = 4,2 м$, $l_{(2-3)} = 4,6 м$, $l_{(4-2)} = 3 м$,

$l_{(2-5)} = 3,8 м$, $l_{(4-6)} = 4,5 м$

Схема трубопроводів показана на рис. 4.1.

4.1.2 Подача підживувальної води

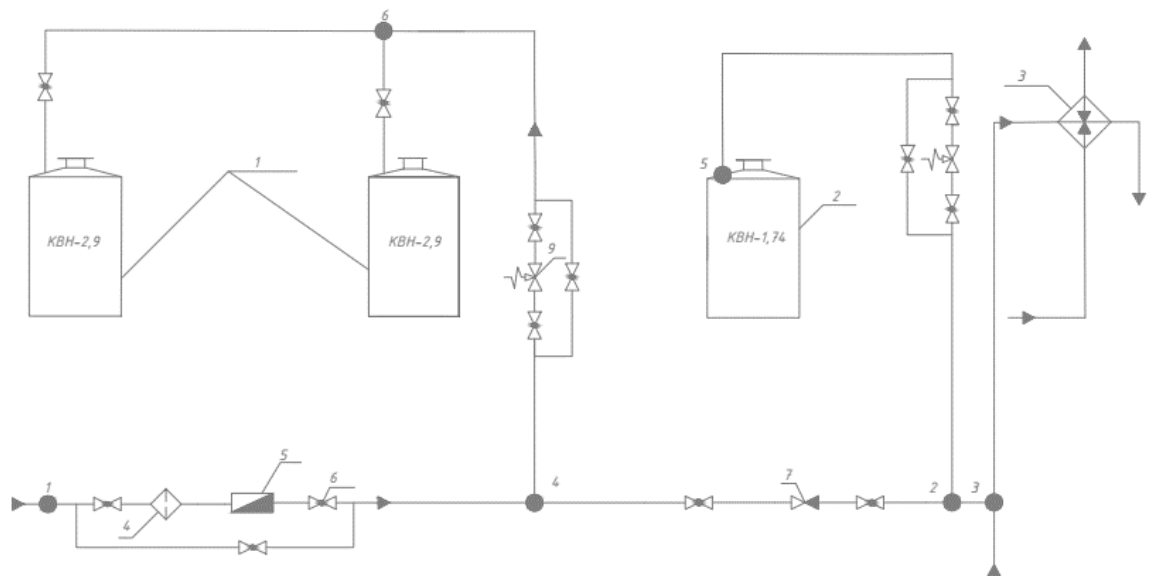
$$V_{\sum підж.} = \frac{G_{\sum підж.}}{\rho_{підж.}} \cdot 3600, \quad (4.1)$$

$$V_{\sum підж.} = \frac{0,78}{999,8} \cdot 3600 = 2,8 \frac{м^3}{год}$$

$$V_{ГВП}^{сн} = \frac{G_{ГВП}^{сн}}{\rho_{підж.}} \cdot 3600, \quad (4.2)$$

$$V_{ГВП}^{сн} = \frac{7,2}{999,8} \cdot 3600 = 25,9 \frac{м^3}{год}$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



1- Контактний водонагрівач; 2 – контактний водонагрівач; 3 – пластинчастий теплообмінник; 4 – сітчастий фільтр; 5 – лічильник холодної води; 6 – запірна апаратура; 7 – зворотній клапан; 8 – ел. магнітний клапан.

Рис. 4.1 – Схема трубопроводів підживувальної води

4.1.3 Приймаю швидкість руху води на ділянках 1-4, 4-2, 2-3 $w_g^{(1-4)'} = w_g^{(4-2)'} = w_g^{(2-3)'} = 1 \frac{M}{c}$, а на ділянках 2-5 і 4-6 $w_g^{(2-5)'} = w_g^{(4-6)'} = 0,5 \frac{M}{c}$.

4.1.4 Діаметри трубопроводів

З рівняння нерозривності

$$V = w_g \cdot f, \quad (4.3)$$

Де V - масова витрата води, кг/с;

w_g - швидкість води, м/с;

f - площа поперечного перерізу трубопроводу, m^2 .

Враховуючи, що $f = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$ знаходжу вираз для визначення внутрішнього трубопроводу

$d_{вн}, m$.

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{\pi \cdot w_g \cdot 3600}}, \quad (4.4)$$

а) Діаметр трубопроводу на ділянці 1-2

$$d_{вн}^{(1-2)*} = \sqrt{\frac{4 \cdot 25,9}{3,14 \cdot 1 \cdot 3600}} = 0,099 \text{ м.}$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

б) Діаметр трубопровода на ділянці 4-2

$$d_{\text{вн}}^{(4-2)*} = \sqrt{\frac{4 \cdot 24}{3,14 \cdot 1 \cdot 3600}} = 0,096 \text{ м.}$$

в) Діаметр трубопровода на ділянці 2-3

$$d_{\text{вн}}^{(2-3)*} = \sqrt{\frac{4 \cdot 24,95}{3,14 \cdot 1 \cdot 3600}} = 0,098 \text{ м.}$$

г) Діаметр трубопровода на ділянці 2-5

$$d_{\text{вн}}^{(2-5)*} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,94}{3,14 \cdot 1 \cdot 3600}} = 0,014 \text{ м.}$$

д) Діаметр трубопровода на ділянці 4-6

$$d_{\text{вн}}^{(4-26)*} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,87}{3,14 \cdot 1 \cdot 3600}} = 0,025 \text{ м.}$$

4.1.5 Приймаю заокруглені розрахункові зовнішні діаметри з стандартного ряду ГОСТ 8732-78 труби сталеві:

$$d_3^{(1-2)} = 108 \times 4 \text{ мм.}$$

$$d_3^{(4-2)} = 108 \times 4 \text{ мм.}$$

$$d_3^{(2-3)} = 108 \times 4 \text{ мм.}$$

$$d_3^{(2-5)} = 20 \times 2,8 \text{ мм.}$$

$$d_3^{(5-2)} = 32 \times 3,2 \text{ мм.}$$

4.1.6 Дійсні швидкості руху води

$$w_{\text{е}} = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2} \quad (4.5)$$

а) На ділянці 1-2

$$w_{\text{е}}^{1-4} = \frac{4 \cdot 25,9}{\pi \cdot 3600 \cdot 0,1^2} = 1,01 \text{ м/с.}$$

б) На ділянці 4-2

$$w_{\text{е}}^{4-2} = \frac{4 \cdot 24}{\pi \cdot 0,1^2} = 1,1 \text{ м/с.}$$

в) На ділянці 2-3

$$w_{\text{е}}^{2-3} = \frac{4 \cdot 24,95}{\pi \cdot 3600 \cdot 0,1^2} = 1,05 \text{ м/с.}$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

г) На ділянці 2-5

$$w_6^{2-5} = \frac{4 \cdot 0,94}{\pi \cdot 3600 \cdot 0,0144^2} = 0,53 \text{ м/с.}$$

д) На ділянці 4-6

$$w_6^{4-6} = \frac{4 \cdot 1,87}{\pi \cdot 3600 \cdot 0,0256^2} = 0,55 \text{ м/с.}$$

4.1.6 Число Рейнольдса

$$Re = \frac{d_{вн} \cdot w_{вн}}{\nu} \quad (4.6)$$

де ν - коефіцієнт кінематичної вязкості $\nu = f(t = 5^\circ C) = 1,547 \cdot 10^{-6} \frac{м^2}{с}$.

а) На ділянці 1-4

$$Re^{1-4} = \frac{0,1 \cdot 1,01}{1,547 \cdot 10^{-6}} = 65288$$

б) На ділянці 4-2

$$Re^{4-2} = \frac{0,1 \cdot 1,1}{1,547 \cdot 10^{-6}} = 71106$$

а) На ділянці 2-3

$$Re^{2-3} = \frac{0,1 \cdot 1,05}{1,547 \cdot 10^{-6}} = 67874$$

4.1.7 Коефіцієнт опору тертя

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{K_9}{d_{вн}} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} \quad (4.7)$$

Де K_9 - абсолютна еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні. $K_9 = 0,1$ мм.

а) На ділянці 1-4

$$\lambda^{1-4} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{100} + \frac{68}{65228} \right)^{0,25} = 0,0233$$

б) На ділянці 4-2

$$\lambda^{4-2} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{100} + \frac{68}{71106} \right)^{0,25} = 0,0231$$

а) На ділянці 2-3

$$\lambda^{2-3} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{100} + \frac{68}{67874} \right)^{0,25} = 0,0232$$

4.1.8 Питомі втрати тиску на тертя

$$R = n \cdot \lambda \cdot \frac{\rho \cdot w_6^2}{2} \cdot \frac{1}{d_{вн}} \quad (4.8)$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Де n – коефіцієнт шорстоксті сталєних труб, $n=1$.

а) На ділянці 1-4

$$R^{1-4} = 1 \cdot 0.0233 \cdot \frac{999.8 \cdot 1.01^2}{2} \cdot \frac{1}{0.1} = 118.2 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

б) На ділянці 4-2

$$R^{4-2} = 1 \cdot 0.0231 \cdot \frac{999.8 \cdot 1.1^2}{2} \cdot \frac{1}{0.1} = 128,3 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

а) На ділянці 2-3

$$R^{2-3} = 1 \cdot 0.0232 \cdot \frac{999.8 \cdot 1.05^2}{2} \cdot \frac{1}{0.1} = 123 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

4.1.9 Втрати тиску на місцеві опори

$$Z = \sum \xi \cdot \frac{\rho \cdot w_{\text{с}}^2}{2} \quad (4.9)$$

Де ξ - коефіцієнт місцевого опору.

На ділянці (1-4) присутні такі місцеві опори: поворотна задвижка Ду32 – (2шт.) – 0,1 кПа, сітчастий фільтр Ду125 (1шт.) – 3 кПа, витратомір Ду50 (1шт.) – 0,25 кПа.

На ділянці (2-3) присутні такі місцеві опори: поворотна задвижка Ду32 – (2шт.) – 0,1 кПа, зворотній клапан Ду100 - 0,2 кПа, поворот на 90° (3 шт.) - $\xi_{\text{пов}} = 1$.

а) На ділянці 1-4

$$Z^{1-4} = 100 \cdot 2 + 3000 + 250 = 3450 \text{ Па}$$

б) На ділянці 2-3

$$Z^{2-3} = 100 \cdot 2 + 200 + 1 \cdot 3 \cdot \frac{999,8 \cdot 1,05^2}{2} = 951 \text{ Па}$$

4.1.10 Втрати тиску по тракту води

$$\Delta P_{\text{mp}} = \sum_{i=1}^n (R \cdot l + Z) \quad (4.10)$$

Де l – довжина розрахункової ділянки.

а) На ділянці 1-4

$$\Delta P_{\text{mp}}^{1-4} = 3450 + 4,2 \cdot 118,2 = 3947 \text{ Па}$$

б) На ділянці 4-2

$$\Delta P_{\text{mp}}^{4-2} = 3 \cdot 118,2 = 355 \text{ Па}$$

в) На ділянці 4-2

$$\Delta P_{\text{mp}}^{2-3} = 951 + 4,6 \cdot 123 = 1517 \text{ Па}$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.1.11 Сумарні втрати тиску

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_{mp}^{1-4} + \Delta P_{mp}^{4-2} + \Delta P_{mp}^{2-3} \quad (4.11)$$

$$\Delta P_{mp} = 3947 + 355 + 1517 = 5819 \text{ Па}$$

4.1.12 Необхідний напір холодної води на вході в котельню

$$H_{підж} = (H \cdot g \cdot \rho + \Delta P_{mp}) \cdot 10^{-6} + H_{хол} \quad (4.12)$$

$$H_{підж} = (1 \cdot 9,8 \cdot 999,8 + 5819) \cdot 10^{-6} + 0,451 = 0,466 \text{ МПа} = 46,6 \text{ м. вод. ст.}$$

4.2 Трубопроводи гарячого водопостачання

4.2.1 Вхідні дані:

- витрата гріючої води на підігрівники ГВП в зимовий період

$$G = 12 \text{ кг/с (див. п. 3.3.9)}$$

- Витрата води на ГВП для споживачів

$$- G = 7,2 \text{ кг/с (див. п. 3.3.8)}$$

- густина гріючого теплоносія, $\rho_1 = f(t = 70^\circ\text{C}) = 977,8 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

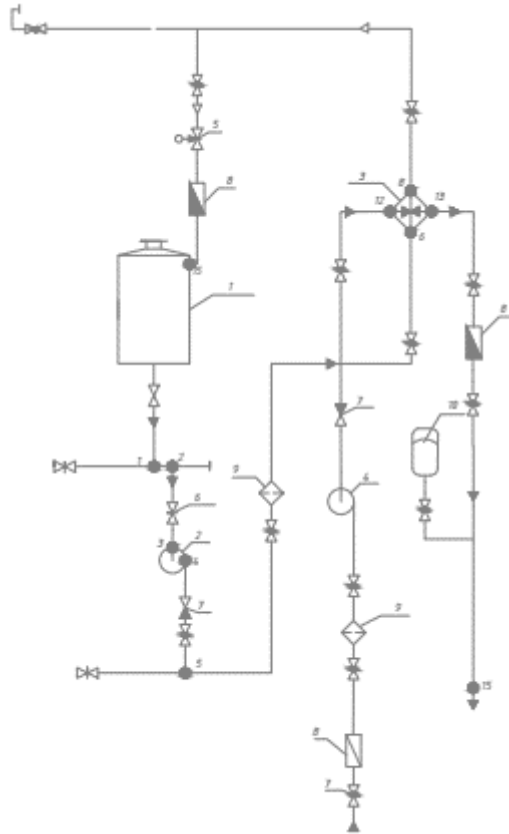
- густина теплоносія, що нагрівається $\rho_2 = f(t = 55^\circ\text{C}) = 978,3 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Довжини розрахункових ділянок (див. креслення): $l_{1-2} = 1 \text{ м}$, $l_{2-3} = 2,1 \text{ м}$, $l_{4-5} = 3 \text{ м}$

$$l_{5-6} = 7,2 \text{ м } l_{8-15} = 5,9 \text{ м } l_{9-10} = 5,4 \text{ м } l_{11-12} = 3,4 \text{ м } l_{13-14} = 8 \text{ м}$$

Схема трубопроводів показана на рис. 3.2.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



1 – Контактний водонагрівач, 2 - Циркуляційни насос ГВП, 3 - теплообмінник ГВП, 4 - Рециркуляційний насос ГВП, 5 - клапан з електроприводом, 6 - засувка дискова, 7 - кульовий клапан, 8 - витратомір, 9 - фільтр, 10 - розширювальний бак.

Рисунок 3.2 - Схема трубопроводів гарячого водопостачання

4.2.2 Подача насоса ГВП

$$V_{\text{г.в.}}^{\text{ГВП}} = \frac{G_{\text{г.в.}}^{\text{ГВП}}}{\rho_1} \cdot 3600, \quad (4.13)$$

$$V_{\text{г.в.}}^{\text{ГВП}} = \frac{12}{977,8} \cdot 3600 = 44,2 \frac{\text{м}^3}{\text{год}},$$

4.2.3 Подача циркуляційного насоса ГВП

$$V_{\text{г.в.}}^{\text{сн}} = \frac{G_{\text{г.в.}}^{\text{сн}}}{\rho_1} \cdot 3600, \quad (4.14)$$

$$V_{\text{г.в.}}^{\text{ГВП}} = \frac{7,2}{978,3} \cdot 3600 = 26,5 \frac{\text{м}^3}{\text{год}},$$

4.2.4 Приймаю швидкість води в трубопроводі на ділянках: (1-2) $w_{\text{г}}^{(1-2)'} = 0,15 \frac{\text{м}}{\text{с}}$; (2-3)

$$w_{\text{г}}^{(2-3)'} = 0,5 \frac{\text{м}}{\text{с}}, (4-5) \text{ та } (11-12) \quad w_{\text{г}}^{(4-5)'} = w_{\text{г}}^{(11-12)'} = 1,5 \frac{\text{м}}{\text{с}}, (5-6), (8-15), (9-10), (13-14)$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

$$w_6^{(5-6)'} = w_6^{(8-15)'} = w_6^{(9-10)'} = w_6^{(13-14)'} = 1,2 \frac{\text{М}}{\text{с}}.$$

4.2.5 Діаметри трубопроводів (за (4.4))

а) Діаметр трубопровода на ділянці 1-2

$$d_{\text{вн}}^{(1-2)*} = \sqrt{\frac{4 \cdot 44,2}{3,14 \cdot 0,15 \cdot 3600}} = 0,315 \text{ м.}$$

б) Діаметр трубопровода на ділянці 2-3

$$d_{\text{вн}}^{(2-3)*} = \sqrt{\frac{4 \cdot 44,2}{3,14 \cdot 0,5 \cdot 3600}} = 0,208 \text{ м.}$$

в) Діаметр трубопровода на ділянці 4-5

$$d_{\text{вн}}^{(4-5)*} = \sqrt{\frac{4 \cdot 44,5}{3,14 \cdot 1,5 \cdot 3600}} = 0,099 \text{ м.}$$

г) Діаметр трубопровода на ділянці 8-15

$$d_{\text{вн}}^{(8-15)*} = \sqrt{\frac{4 \cdot 44,5}{3,14 \cdot 1,2 \cdot 3600}} = 0,124 \text{ м.}$$

д) Діаметр трубопровода на ділянці 9-10

$$d_{\text{вн}}^{(9-10)*} = \sqrt{\frac{4 \cdot 7,2}{3,14 \cdot 1,2 \cdot 3600}} = 0,044 \text{ м.}$$

е) Діаметр трубопровода на ділянці 13-14

$$d_{\text{вн}}^{(13-14)*} = \sqrt{\frac{4 \cdot 7,2}{3,14 \cdot 1,2 \cdot 3600}} = 0,08 \text{ м.}$$

є) Діаметр трубопровода на ділянці 5-6

$$d_{\text{вн}}^{(5-6)*} = \sqrt{\frac{4 \cdot 44,2}{3,14 \cdot 1,2 \cdot 3600}} = 0,115 \text{ м.}$$

ж) Діаметр трубопровода на ділянці 11-12

$$d_{\text{вн}}^{(11-12)*} = \sqrt{\frac{4 \cdot 7,2}{3,14 \cdot 1,2 \cdot 3600}} = 0,098 \text{ м.}$$

4.2.6 Приймаю заокруглені розрахункові зовнішні діаметри з стандартного ряду ГОСТ 10704-76 труби сталеві електрозварні прямошовні:

$$d_3^{(1-2)} = 325 \times 6 \text{ мм.}$$

$$d_3^{(2-3)} = 219 \times 5 \text{ мм.}$$

$$d_3^{(4-5)} = 108 \times 4 \text{ мм.}$$

$$d_3^{(8-15)} = 133 \times 5 \text{ мм.}$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$d_3^{(9-10)} = 50 \times 3,5 \text{ мм.}$$

$$d_3^{(13-14)} = 108 \times 4 \text{ мм.}$$

$$d_3^{(5-6)} = 133 \times 5 \text{ мм.}$$

$$d_3^{(11-12)} = 108 \times 4 \text{ мм.}$$

4.2.7 Дійсні швидкості за (4.5)

а) На ділянці 1-2

$$w_6^{1-2} = \frac{4 \cdot 44,2}{\pi \cdot 3600 \cdot 0,313^2} = 0,17 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$$

б) На ділянці 2-3

$$w_6^{2-3} = \frac{4 \cdot 44,2}{\pi \cdot 3600 \cdot 0,209^2} = 0,5 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$$

в) На ділянці 4-5

$$w_6^{4-5} = \frac{4 \cdot 44,2}{\pi \cdot 3600 \cdot 0,1^2} = 1,51 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$$

г) На ділянці 9-10

$$w_6^{9-10} = \frac{4 \cdot 7,2}{\pi \cdot 3600 \cdot 0,047^2} = 1,18 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$$

г) На ділянці 13-14

$$w_6^{13-14} = \frac{4 \cdot 7,2}{\pi \cdot 3600 \cdot 0,1^2} = 1,4 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$$

д) На ділянці 5-6

$$w_6^{5-6} = \frac{4 \cdot 44,2}{\pi \cdot 3600 \cdot 0,123^2} = 1,1 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$$

е) На ділянці 8-9

$$w_6^{8-9} = \frac{4 \cdot 44,2}{\pi \cdot 3600 \cdot 0,123^2} = 1,1 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$$

є) На ділянці 11-12

$$w_6^{11-12} = \frac{4 \cdot 44,2}{\pi \cdot 3600 \cdot 0,1^2} = 1,6 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$$

4.2.8 Число Рейнольдса за (4.6)

Коефіцієнт кінематичної вязкості:

$$\nu = f(t = 70^\circ\text{C}) = 0,415 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}, \quad \nu = f(t = 55^\circ\text{C}) = 0,488 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}.$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

а) На ділянці (1-2)

$$\text{Re}^{1-2} = \frac{0.17^2 \cdot 0.313}{0.415 \cdot 10^{-6}} = 21797$$

б) На ділянці (2-3)

$$\text{Re}^{2-3} = \frac{0.5^2 \cdot 0.209}{0.415 \cdot 10^{-6}} = 125904$$

в) На ділянці (4-5)

$$\text{Re}^{4-5} = \frac{1.51^2 \cdot 0.1}{0.415 \cdot 10^{-6}} = 549422$$

г) На ділянці (9-10)

$$\text{Re}^{8-15} = \frac{1.22^2 \cdot 0.123}{0.415 \cdot 10^{-6}} = 441140$$

г) На ділянці (13-14)

$$\text{Re}^{9-10} = \frac{1.18^2 \cdot 0.047}{0.488 \cdot 10^{-6}} = 134104$$

д) На ділянці (5-6)

$$\text{Re}^{5-6} = \frac{1.1^2 \cdot 0.123}{0.415 \cdot 10^{-6}} = 358627$$

е) На ділянці (8-9)

$$\text{Re}^{8-9} = \frac{1.4^2 \cdot 0.1}{0.488 \cdot 10^{-6}} = 401640$$

є) На ділянці (11-12)

$$\text{Re}^{11-12} = \frac{1.6^2 \cdot 0.1}{0.415 \cdot 10^{-6}} = 616867$$

4.2.9 Коефіцієнт опору тертя (4.7)

а) На ділянці (1-2)

$$\lambda^{1-2} = 0.11 \cdot \left(\frac{0.1}{313} + \frac{68}{21797} \right)^{0.25} = 0.026$$

б) На ділянці (2-3)

$$\lambda^{2-3} = 0.11 \cdot \left(\frac{0.1}{209} + \frac{68}{125904} \right)^{0.25} = 0.019$$

в) На ділянці (4-5)

$$\lambda^{4-5} = 0.11 \cdot \left(\frac{0.1}{100} + \frac{68}{549422} \right)^{0.25} = 0.02$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

г) На ділянці (8-15)

$$\lambda^{8-15} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{123} + \frac{68}{441140} \right)^{0,25} = 0,0193$$

г) На ділянці (9-10)

$$\lambda^{9-10} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{47} + \frac{68}{134104} \right)^{0,25} = 0,025$$

д) На ділянці (13-14)

$$\lambda^{13-14} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{100} + \frac{68}{401640} \right)^{0,25} = 0,02$$

е) На ділянці (5-6)

$$\lambda^{5-6} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{123} + \frac{68}{358627} \right)^{0,25} = 0,0196$$

є) На ділянці (11-12)

$$\lambda^{11-12} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{100} + \frac{68}{616867} \right)^{0,25} = 0,02$$

4.2.10 Питомі втрати тиску на тертя за (4.8)

а) На ділянці (1-2)

$$R^{1-2} = 0,026 \cdot \frac{977,8 \cdot 0,17^2}{2} \cdot \frac{1}{0,313} = 1,2 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

б) На ділянці (2-3)

$$R^{2-3} = 0,019 \cdot \frac{977,8 \cdot 0,5^2}{2} \cdot \frac{1}{0,209} = 11,1 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

в) На ділянці (4-5)

$$R^{4-5} = 0,02 \cdot \frac{977,8 \cdot 1,51^2}{2} \cdot \frac{1}{0,1} = 222,9 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

г) На ділянці (9-10)

$$R^{9-10} = 0,0233 \cdot \frac{978,3 \cdot 1,18^2}{2} \cdot \frac{1}{0,047} = 337,6 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

г) На ділянці (8-15)

$$R^{8-15} = 0,0193 \cdot \frac{977,8 \cdot 1,22^2}{2} \cdot \frac{1}{0,123} = 114,2 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

д) На ділянці (13-14)

$$R^{13-14} = 0,02 \cdot \frac{978,3 \cdot 1,4^2}{2} \cdot \frac{1}{0,1} = 191,7 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

е) На ділянці (5-6)

$$R^{5-6} = 0.0196 \cdot \frac{977,8 \cdot 1,1^2}{2} \cdot \frac{1}{0,123} = 94,3 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

є) На ділянці (11-12)

$$R^{11-12} = 0.02 \cdot \frac{978,3 \cdot 1,6^2}{2} \cdot \frac{1}{0,1} = 250,4 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

4.2.11 Втрати тиску на місцеві опори за (4.9)

На ділянці (1-2) присутні такі місцеві опори: поворот на 90° (2 шт.) - $\xi_{\text{пов}} = 1$

На ділянці (2-3) присутні такі місцеві опори: поворотна задвижка Ду200 – 0,6 кПа.

На ділянці (4-5) присутні такі місцеві опори: кран кульовий Ду100 – 0,2 кПа, зворотній клапан Ду100 – 0,7 кПа, поворот на 90° - $\xi_{\text{пов}} = 1$

На ділянці (8-15) присутні такі місцеві опори: кран кульовий Ду100 – 0,2 кПа, кран кульовий Ду125 – 0,3 кПа, поворот на 90° (5 шт.) - $\xi_{\text{пов}} = 1$, поворотна задвижка Ду125 – 0,25 кПа, витратомір Ду100 – 0,5 кПа.

На ділянці (9-10) присутні такі місцеві опори: кран кульовий Ду100 (2 шт.) – 0,15 кПа, витратомір Ду100 – 0,5 кПа, сітчастий фільтр Ду65 (1шт) – 2 кПа.

На ділянці (13-14) присутні такі місцеві опори: кран кульовий Ду50 (3 шт.) – 0,15 кПа, витратомір Ду100 – 0,5 кПа, сітчастий фільтр Ду50 (1шт) – 1,5 кПа, поворот на 90° (2 шт.) - $\xi_{\text{пов}} = 1$,

На ділянці (5-6) присутні такі місцеві опори: кран кульовий Ду100 – 0,2 кПа, кран кульовий Ду125 – 0,3 кПа, поворот на 90° - $\xi_{\text{пов}} = 1$, сітчастий фільтр Ду125 (1шт) – 3 кПа.

На ділянці (11-12) присутні такі місцеві опори: кран кульовий Ду100 – 0,2 кПа, зворотній клапан Ду100 – 0,7 кПа, поворот на 90° (3 шт.) - $\xi_{\text{пов}} = 1$.

На ділянці (12-13) і (7-8) теплообмінник має гідравлічний опір по гріючій і нагрівальній стороні – 49,68 кПа і 16,94 кПа відповідно.

а) На ділянці 1-2

$$Z = 2 \cdot \frac{977,8 \cdot 0,17^2}{2} = 28,3$$

б) На ділянці 2-3

$$Z = 600$$

в) На ділянці 4-5

$$Z^{4-5} = 1 \cdot \frac{977,8 \cdot 1,51^2}{2} + 700 + 200 = 2015$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

г) На ділянці 8-15

$$Z^{8-15} = 5 \cdot \frac{977,8 \cdot 1,22^2}{2} + 100 + 300 = 4038$$

д) На ділянці 9-10

$$Z^{9-10} = 2 \cdot 150 + 500 + 2000 = 2800$$

е) На ділянці 13-14

$$Z^{4-5} = 2 \cdot \frac{978,3 \cdot 1,4^2}{2} + 1500 + 500 + 150 \cdot 3 = 4218$$

є) На ділянці 5-6

$$Z^{5-6} = 1 \cdot \frac{977,8 \cdot 1,1^2}{2} + 200 + 300 + 3000 = 4092$$

ж) На ділянці 11-12

$$Z^{11-12} = 3 \cdot \frac{978,3 \cdot 1,6^2}{2} + 200 + 700 + 3000 = 7656$$

4.2.12 Втрати тиску по тракту ГВП за (4.10)

а) На ділянці 1-2

$$\Delta P_{тр}^{1-2} = 28,3 + 1,2 \cdot 1 = 30$$

б) На ділянці 2-3

$$\Delta P_{тр}^{2-3} = 600 + 11,1 \cdot 2,1 = 623$$

в) На ділянці 4-5

$$\Delta P_{тр}^{4-5} = 2015 + 222,9 \cdot 3 = 2684$$

г) На ділянці 8-15

$$\Delta P_{тр}^{8-15} = 4038 + 114,2 \cdot 5,9 = 4712$$

д) На ділянці 9-10

$$\Delta P_{тр}^{9-10} = 2800 + 337,6 \cdot 5,4 = 4623$$

е) На ділянці 13-14

$$\Delta P_{тр}^{13-14} = 4218 + 191,7 \cdot 8 = 5752$$

є) На ділянці 5-6

$$\Delta P_{тр}^{5-6} = 4092 + 94,3 \cdot 7,2 = 4771$$

ж) На ділянці 11-12

$$\Delta P_{тр}^{11-12} = 7656 + 250,4 \cdot 3,4 = 8508$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.2.13 Загальні втрати тиску

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{mp}^{1-2} + \Delta P_{mp}^{2-3} + \Delta P_{mp}^{4-5} + \Delta P_{mp}^{5-6} + \Delta P_{mp}^{8-15} \quad (4.15)$$

$$\Delta P_{mp1} = 30 + 623 + 2684 + 49680 + 4771 + 4712 = 62500$$

$$\Delta P_{mp2} = \Delta P_{mp}^{9-10} + \Delta P_{mp}^{11-12} + \Delta P_{mp}^{13-14} \quad (4.16)$$

$$\Delta P_{mp1} = 4623 + 5752 + 16940 + 8508 = 35823$$

4.2.14 Необхідний напір насоса ГВП

$$H_{ГВП} = (H \cdot g \cdot \rho_1 + \Delta P_{mp1}) \cdot 10^{-6} + P_{ex} \quad (4.17)$$

Де P_{ex} - надлишковий тиск перед контактним водонагрівачем $P_{ex} = 0,07 \text{ МПа}$.

H - висота на яку потрібно підняти стовб рідини, м.

$$H_{ГВП} = 0,07 + (3,5 \cdot 9,8 \cdot 977,8 + 62500) \cdot 10^{-6} = 0,166 \text{ МПа} = 16,6 \text{ м. вод. ст.}$$

4.2.15 Необхідний напір холодної води перед теплообмінником ГВП

$$H_{хол} = (H \cdot g \cdot \rho_2 + \Delta P_{mp2}) \cdot 10^{-6} + P_{вих} \quad (4.18)$$

Де P_{ex} - надлишковий тиск гарячої води на виході з котельної $P_{вих} = 0,18 \text{ МПа}$.

H - висота на яку потрібно підняти стовб рідини, м.

$$H_{ГВП} = 0,18 + (1,5 \cdot 9,8 \cdot 978,3 + 35823) \cdot 10^{-6} = 0,23 \text{ МПа} = 23 \text{ м. вод. ст.}$$

4.3 Трубопроводи мережної води

4.3.1 Вихідні дані

- витрата мережної води І контура $G_{мер}^1 = 39,8 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$ (див. п. 3.3.7)

- витрата мережної води ІІ контура $G_{мер}^2 = 39,8 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$ (див. п. 3.3.7)

- густина мережної води $\rho_1 = f(t = 87^\circ\text{C}) = 967,3 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ $\rho_2 = f(t = 57^\circ\text{C}) = 984,7 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$,

$$\rho_3 = f(t = 55^\circ\text{C}) = 985,6 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \quad \rho_4 = f(t = 85^\circ\text{C}) = 968,6 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

- довжина трубопроводів $l_{1-2} = 4,2 \text{ м}$, $l_{2-3} = 3,8 \text{ м}$, $l_{4-5} = 3,2 \text{ м}$, $l_{5-6} = 0,8 \text{ м}$,

$$l_{6-7} = 1 \text{ м}, l_{7-8} = 9,4 \text{ м}, l_{8-9} = 1,2 \text{ м}, l_{10-11} = 2,6 \text{ м}, l_{11-12} = 2,4 \text{ м}, l_{13-14} = 5 \text{ м}, l_{15-16} = 3,7 \text{ м}$$

$$l_{16-18} = 4 \text{ м}, l_{18-19} = 5,1 \text{ м}.$$

Схема мережних трубопроводів представлена на рис. 3.3

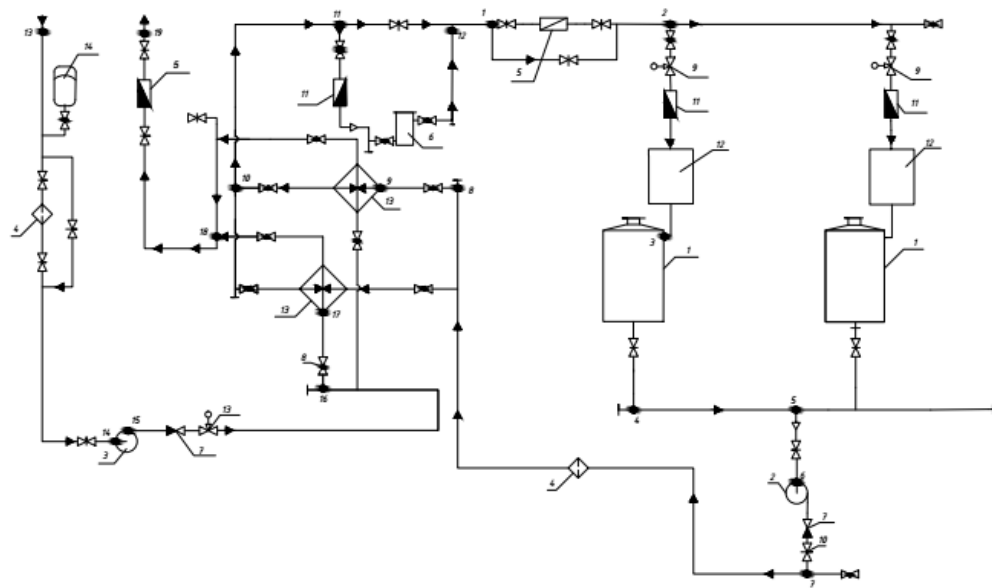
					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.3.2 Подача мережних насосів

$$V_{мер} = \frac{G_{мер}}{\rho} \cdot 3600, \quad (4.19)$$

$$V_{мер}^1 = \frac{39,8}{967,3} \cdot 3600 = 148,1 \frac{м^3}{год},$$

$$V_{мер}^2 = \frac{39,8}{985,6} \cdot 3600 = 145,4 \frac{м^3}{год},$$



1 - Контактний водонагрівач; 2 - мережний насос 1 контура; 3 - мережний насос 2 контура; 4 - сітчастий фільтр; 5 - лічильник води; 6 - установка активного магнієвого захисту ЩИТ-5У; 7 - зворотній клапан; 8 - кульовий клапан; 9 - відсічний ел. магнітний клапан; 10 - засувка дискова; 11 - лічильник теплоти; 12 - контактний повітрянагрівач; 13 - теплообмінник опалення; 14 - розширювальний бак.

Рисунок 3.3 - Схема мережних трубопроводів

4.3.3 Приймаю швидкість води в трубопроводі на ділянках: (7-8), (1-2), (13-14), (15-16)

, (18-19), (10-11) $w_g^{(7-8)'} = w_g^{(1-2)'} = w_g^{(13-14)'} = w_g^{(15-16)'} = w_g^{(18-19)'} = w_g^{(10-11)'} = 1 \frac{м}{с}$, (2-3), (8-9),

(11-12), (16-18) $w_g^{(2-3)'} = w_g^{(8-9)'} = w_g^{(11-12)'} = w_g^{(16-18)'} = 0,8 \frac{м}{с}$, (5-6) $w_g^{(5-6)'} = 0,5 \frac{м}{с}$, (6-7)

$w_g^{(6-7)'} = 1,5 \frac{м}{с}$, (4-5) $w_g^{(4-5)'} = 0,15 \frac{м}{с}$.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

4.3.4 Діаметри трубопроводів

а) На ділянках (7-8), (1-2), (13-14), (15-16), (18-19):

$$d_{\epsilon}^{(7-8)'} = d_{\epsilon}^{(1-2)'} = d_{\epsilon}^{(13-14)'} = d_{\epsilon}^{(15-16)'} = d_{\epsilon}^{(18-19)'} = d_{\epsilon}^{(10-11)'} = \sqrt{\frac{4 \cdot 39,8}{3,14 \cdot 1 \cdot 3600}} = 0,26$$

б) На ділянках (2-3), (8-9), (11-12), (16-18)

$$d_{\text{вн}}^{(2-3)'} = d_{\text{вн}}^{(8-9)'} = d_{\text{вн}}^{(11-12)'} = d_{\text{вн}}^{(16-18)'} = \sqrt{\frac{4 \cdot 39,8}{3,14 \cdot 0,8 \cdot 3600}} = 0,14$$

в) На ділянці 4-5

$$d_{\text{вн}}^{(4-5)*} = \sqrt{\frac{4 \cdot 39,8}{3,14 \cdot 0,15 \cdot 3600}} = 0,505$$

г) На ділянці 5-6

$$d_{\text{вн}}^{(5-6)*} = \sqrt{\frac{4 \cdot 39,8}{3,14 \cdot 0,5 \cdot 3600}} = 0,41$$

д) На ділянці 6-7

$$d_{\text{вн}}^{(6-7)*} = \sqrt{\frac{4 \cdot 39,8}{3,14 \cdot 1,5 \cdot 3600}} = 0,202$$

4.3.5 Приймаю заокруглені розрахункові зовнішні діаметри з стандартного ряду ГОСТ 10704-76 труби сталеві електрозварні прямошовні:

$$d_{\text{н}}^{(7-8)'} = d_{\text{н}}^{(1-2)'} = d_{\text{н}}^{(13-14)'} = d_{\text{н}}^{(15-16)'} = d_{\text{н}}^{(18-19)'} = d_{\text{н}}^{(10-11)'} = 273 \times 6 \text{ мм}$$

$$d_{\text{вн}}^{(2-3)'} = d_{\text{вн}}^{(8-9)'} = d_{\text{вн}}^{(11-12)'} = d_{\text{вн}}^{(16-18)'} = 159 \times 6 \text{ мм}$$

$$d_{\text{вн}}^{(4-5)*} = 530 \times 8 \text{ мм}$$

$$d_{\text{вн}}^{(6-7)*} = 219 \times 5 \text{ мм}$$

$$d_{\text{вн}}^{(5-6)*} = 426 \times 7 \text{ мм}$$

4.3.6 Дійсні швидкості

а) На ділянках (7-8), (1-2), (13-14), (15-16), (18-19), (10-11):

$$w_{\epsilon}^{7-8} = w_{\epsilon}^{1-2} = w_{\epsilon}^{13-14} = w_{\epsilon}^{15-16} = w_{\epsilon}^{18-19} = w_{\epsilon}^{10-11} = \frac{4 \cdot 38,9}{3,14 \cdot 3600 \cdot 0,261^2} = 0,96 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

б) На ділянках (2-3), (8-9), (11-12), (16-18)

$$w_{\epsilon}^{2-3} = w_{\epsilon}^{8-9} = w_{\epsilon}^{11-12} = w_{\epsilon}^{16-18} = \frac{4 \cdot 19,45}{3,14 \cdot 3600 \cdot 0,147^2} = 0,75 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

в) На ділянці 4-5

$$w_{\epsilon}^{4-5} = \frac{4 \cdot 38,9}{3,14 \cdot 3600 \cdot 0,514^2} = 0,12 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

г) На ділянці 6-7

$$w_{\theta}^{6-7} = \frac{4 \cdot 38,9}{3,14 \cdot 3600 \cdot 0,209^2} = 1,44 \frac{м}{с}$$

д) На ділянці 5-6

$$w_{\theta}^{5-6} = \frac{4 \cdot 38,9}{3,14 \cdot 3600 \cdot 0,412^2} = 0,48 \frac{м}{с}$$

4.3.7 Число Рейнольдса за (4.6)

Коефіцієнт кінематичної вязкості:

$$\nu_1 = f(t = 87^{\circ}C) = 0,337 \cdot 10^{-6} \frac{м^2}{с}, \nu_2 = f(t = 57^{\circ}C) = 0,53 \cdot 10^{-6} \frac{м^2}{с},$$

$$\nu_3 = f(t = 55^{\circ}C) = 0,566 \cdot 10^{-6} \frac{м^2}{с}, \nu_4 = f(t = 85^{\circ}C) = 0,345 \cdot 10^{-6} \frac{м^2}{с}.$$

а) На ділянці (1-2) і (10-11)

$$Re^{1-2} = Re^{10-11} = \frac{0,96^2 \cdot 0,147}{0,53 \cdot 10^{-6}} = 453845$$

б) На ділянці (2-3)

$$Re^{2-3} = \frac{0,75^2 \cdot 0,147}{0,53 \cdot 10^{-6}} = 156015$$

в) На ділянці (4-5)

$$Re^{4-5} = \frac{0,12^2 \cdot 0,514}{0,337 \cdot 10^{-6}} = 21964$$

г) На ділянці (5-6)

$$Re^{5-6} = \frac{0,48^2 \cdot 0,412}{0,337 \cdot 10^{-6}} = 281676$$

г) На ділянці (6-7)

$$Re^{6-7} = \frac{1,44^2 \cdot 0,209}{0,337 \cdot 10^{-6}} = 643105$$

д) На ділянці (7-8)

$$Re^{7-8} = \frac{0,96^2 \cdot 0,261}{0,337 \cdot 10^{-6}} = 713762$$

е) На ділянці (8-9)

$$Re^{8-9} = \frac{0,75^2 \cdot 0,147}{0,337 \cdot 10^{-6}} = 245364$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

є) На ділянці (11-12)

$$\text{Re}^{11-12} = \frac{0,75^2 \cdot 0,147}{0,53 \cdot 10^{-6}} = 156015$$

ж) На ділянці (13-14) і (15-16)

$$\text{Re}^{13-14} = \text{Re}^{15-16} = \frac{0,96^2 \cdot 0,261}{0,556 \cdot 10^{-6}} = 432622$$

з) На ділянці (16-18)

$$\text{Re}^{16-18} = \frac{0,75^2 \cdot 0,147}{0,566 \cdot 10^{-6}} = 146091$$

и) На ділянці (18-19)

$$\text{Re}^{18-19} = \frac{0,96^2 \cdot 0,261}{0,345 \cdot 10^{-6}} = 697211$$

4.3.8 Коефіцієнт опору тертя за (4.7)

а) На ділянці (1-2) і (10-11)

$$\lambda^{1-2} = \lambda^{10-11} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{261} + \frac{68}{453845} \right)^{0,25} = 0,0167$$

б) На ділянці (2-3)

$$\lambda^{2-3} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{147} + \frac{68}{156015} \right)^{0,25} = 0,02$$

в) На ділянці (4-5)

$$\lambda^{4-5} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{514} + \frac{68}{21964} \right)^{0,25} = 0,026$$

г) На ділянці (5-6)

$$\lambda^{5-6} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{412} + \frac{68}{281676} \right)^{0,25} = 0,0163$$

г) На ділянці (6-7)

$$\lambda^{6-7} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{209} + \frac{68}{643105} \right)^{0,25} = 0,0171$$

д) На ділянці (7-8)

$$\lambda^{7-8} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{261} + \frac{68}{713762} \right)^{0,25} = 0,0162$$

е) На ділянці (8-9)

$$\lambda^{8-9} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{147} + \frac{68}{245364} \right)^{0,25} = 0,0193$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

є) На ділянці (11-12)

$$\lambda^{11-12} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{147} + \frac{68}{156015} \right)^{0,25} = 0,02$$

ж) На ділянці (13-14) і (15-16)

$$\lambda^{13-14} = \lambda^{15-16} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{261} + \frac{68}{432622} \right)^{0,25} = 0,0167$$

з) На ділянці (16-18)

$$\lambda^{16-18} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{147} + \frac{68}{146091} \right)^{0,25} = 0,02$$

и) На ділянці (18-19)

$$\lambda^{18-19} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{261} + \frac{68}{697211} \right)^{0,25} = 0,0162$$

4.3.9 Питомі втрати тиску на тертя за (4.8)

а) На ділянці (1-2) і (10-11)

$$R^{1-2} = R^{10-11} = 0,0167 \cdot \frac{984,7 \cdot 0,96^2}{2} \cdot \frac{1}{0,261} = 29 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

б) На ділянці (2-3)

$$R^{2-3} = 0,02 \cdot \frac{984,7 \cdot 0,75^2}{2} \cdot \frac{1}{0,147} = 37,7 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

в) На ділянці (4-5)

$$R^{4-5} = 0,026 \cdot \frac{967,3 \cdot 0,12^2}{2} \cdot \frac{1}{0,514} = 0,35 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

г) На ділянці (5-6)

$$R^{5-6} = 0,0163 \cdot \frac{967,3 \cdot 0,48^2}{2} \cdot \frac{1}{0,412} = 4,4 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

г) На ділянці (6-7)

$$R^{6-7} = 0,0171 \cdot \frac{967,3 \cdot 1,44^2}{2} \cdot \frac{1}{0,209} = 82 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

д) На ділянці (7-8)

$$R^{7-8} = 0,0162 \cdot \frac{967,3 \cdot 0,96^2}{2} \cdot \frac{1}{0,261} = 27,67 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

е) На ділянці (8-9)

$$R^{8-9} = 0,0193 \cdot \frac{967,3 \cdot 0,75^2}{2} \cdot \frac{1}{0,147} = 36 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

є) На ділянці (11-12)

$$R^{11-12} = 0.02 \cdot \frac{984,7 \cdot 0,75^2}{2} \cdot \frac{1}{0,147} = 37,7 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

ж) На ділянці (13-14) і (15-16)

$$R^{13-14} = R^{15-16} = 0.0167 \cdot \frac{985,6 \cdot 0,96^2}{2} \cdot \frac{1}{0,261} = 30,3 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

з) На ділянці (16-18)

$$R^{16-18} = 0.02 \cdot \frac{985,6 \cdot 0,75^2}{2} \cdot \frac{1}{0,147} = 50 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

и) На ділянці (18-19)

$$R^{18-19} = 0.0162 \cdot \frac{968,6 \cdot 0,96^2}{2} \cdot \frac{1}{0,261} = 2 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

4.3.10 Втрати тиску на місцеві опори

На ділянці (1-2) присутні такі місцеві опори: поворот на 90° (3 шт.) - $\xi_{нов} = 1$, засувка дискова Ду250 (3 шт.) - 0,2 кПа.

На ділянці (2-3) присутні такі місцеві опори: кран кульовий Ду150 – 0,3 кПа, витратомір Ду125 - 0,6 кПа, засувка дискова Ду150 - 0,25 кПа, поворот на 90° (5 шт.) - $\xi_{нов} = 1$, контактний водонагрівач - 6,7 кПа.

На ділянці (4-5) присутні такі місцеві опори: поворот на 90° (2 шт.) - $\xi_{нов} = 1$

На ділянці (5-6) присутні такі місцеві опори: засувка дискова Ду400 – 0,8 кПа

На ділянці (6-7) присутні такі місцеві опори: засувка дискова Ду150 - 0,25 кПа, зворотній клапан Ду200 – 0,9 кПа, поворот на 90° - $\xi_{нов} = 1$

На ділянці (7-8) присутні такі місцеві опори: поворот на 90° (8 шт.) - $\xi_{нов} = 1$, сітчастий фільтр Ду250 (1шт) – 1,5 кПа,

На ділянці (8-9) присутні такі місцеві опори: кран кульовий Ду150 (3 шт.) – 0,3 кПа.

На ділянці (11-12) присутні такі місцеві опори: кран кульовий Ду100 (3 шт.) – 0,2 кПа, лічильник води Ду125 - 0,6 кПа, установка ЩИТ-5У - 2 кПа, поворот на 90° (4 шт.) - $\xi_{нов} = 1$,

На ділянці (13-14) присутні такі місцеві опори: засувка дискова Ду250 (4 шт.) - 0,2 кПа, поворот на 90° (5 шт.) - $\xi_{нов} = 1$, сітчастий фільтр Ду250 (1шт) - 1,5 кПа.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На ділянці (15-16) присутні такі місцеві опори: кран кульовий Ду100 – 0,2 кПа, зворотній клапан Ду200 – 0,9 кПа, поворот на 90° (3 шт.) - $\xi_{пов} = 1$, засувка дискова Ду200 - 0,15 кПа.

На ділянці (16-18) присутні такі місцеві опори: кран кульовий Ду150 – 0,3 кПа, поворот на 90° (3 шт.) - $\xi_{пов} = 1$,

На ділянці (18-19) присутні такі місцеві опори: засувка дискова Ду250 (3 шт.) - 0,2 кПа, , поворот на 90° (8 шт.) - $\xi_{пов} = 1$, лічильник тепла - 3 кПа.

На ділянці 12-13 і 7-8 теплообмінник має гідравлічний опір по гріючій і нагрівальній стороні – 49,68 кПа і 16,94 кПа відповідно.

а) На ділянці (1-2)

$$Z^{1-2} = 3 \cdot \frac{984,7 \cdot 0,96^2}{2} + 3 \cdot 200 = 1832$$

б) На ділянці (2-3)

$$Z^{2-3} = 3 \cdot \frac{984,7 \cdot 0,75^2}{2} + 600 + 250 + 300 + 6700 = 8680$$

в) На ділянці (4-5)

$$Z^{4-5} = 2 \cdot \frac{977,8 \cdot 0,12^2}{2} = 7$$

г) На ділянці (5-6)

$$Z^{5-6} = 800$$

г) На ділянці (6-7)

$$Z^{6-7} = 1 \cdot \frac{967,3 \cdot 1,44^2}{2} + 250 + 200 = 1453$$

д) На ділянці (7-8)

$$Z^{7-8} = 8 \cdot \frac{967,3 \cdot 0,96^2}{2} + 1500 = 5066$$

е) На ділянці (8-9)

$$Z^{8-9} = 300$$

ж) На ділянці (11-12)

$$Z^{11-12} = 4 \cdot \frac{967,3 \cdot 0,96^2}{2} + 3 \cdot 200 + 600 + 2000 = 5058$$

з) На ділянці (13-14)

$$Z^{13-14} = 5 \cdot \frac{985,6 \cdot 0,96^2}{2} + 4 \cdot 250 + 1500 = 4771$$

и) На ділянці (15-16)

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Z^{15-16} = 3 \cdot \frac{985,6 \cdot 0,96^2}{2} + 200 + 900 + 150 = 2613$$

і) На ділянці (16-18)

$$Z^{16-18} = 3 \cdot \frac{985,6 \cdot 0,75^2}{2} + 150 = 982$$

й) На ділянці (18-19)

$$Z^{18-19} = 8 \cdot \frac{968,6 \cdot 0,75^2}{2} + 3 \cdot 200 + 3000 = 5180$$

4.3.11 Втрати тиску першого контуру

а) На ділянці (1-2)

$$\Delta P_{mp}^{1-2} = 1832 + 4,2 \cdot 29 = 1842$$

б) На ділянці (2-3)

$$\Delta P_{mp}^{2-3} = 8680 + 37,7 \cdot 3,8 = 8824$$

г) На ділянці (5-6)

$$\Delta P_{mp}^{5-6} = 800 + 0,8 \cdot 4,4 = 804$$

г) На ділянці (6-7)

$$\Delta P_{mp}^{6-7} = 1453 + 82 \cdot 1 = 1535$$

д) На ділянці (7-8)

$$\Delta P_{mp}^{7-8} = 5066 + 27,67 \cdot 9,4 = 5326$$

е) На ділянці (8-9)

$$\Delta P_{mp}^{8-9} = 300 + 36 \cdot 1,2 = 344$$

є) На ділянці (10-11)

$$\Delta P_{mp}^{10-11} = 29 \cdot 2,6 = 76$$

ж) На ділянці (11-12)

$$\Delta P_{mp}^{11-12} = 5058 + 37,7 \cdot 2,6 = 5156$$

4.3.12 Втрати тиску другого контуру

а) На ділянці (13-14)

$$\Delta P_{mp}^{13-14} = 4771 + 30,3 \cdot 5 = 4923$$

б) На ділянці (15-16)

$$\Delta P_{mp}^{15-16} = 2613 + 30,3 \cdot 3,7 = 2726$$

в) На ділянці (16-18)

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta P_{mp}^{16-18} = 982 + 50 \cdot 4 = 1182$$

г) На ділянці (18-19)

$$\Delta P_{mp}^{18-19} = 5180 + 2 \cdot 5,1 = 5191$$

4.3.13 Загальні втрати тиску в першому контурі

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{mp}^{1-2} + \Delta P_{mp}^{2-3} + \Delta P_{mp}^{4-5} + \Delta P_{mp}^{5-6} + \Delta P_{mp}^{6-7} + \Delta P_{mp}^{7-8} + \Delta P_{mp}^{8-9} + \Delta P_{mp}^{10-11} + \Delta P_{mp}^{11-12} \quad (4.20)$$

$$\Delta P_{mp1} = 1842 + 8824 + 804 + 1535 + 5326 + 344 + 76 + 5156 = 23907$$

4.3.14 Загальні втрати тиску в другому контурі

$$\Delta P_{mp2} = \Delta P_{mp}^{13-14} + \Delta P_{mp}^{15-16} + \Delta P_{mp}^{16-18} + \Delta P_{mp}^{18-19} \quad (4.21)$$

$$\Delta P_{mp1} = 4923 + 2726 + 1182 + 5191 = 14022$$

4.3.15 Необхідний напір мережного насоса першого контуру

$$H_1 = (h \cdot g \cdot \rho_1 + \Delta P_{mp1}) \cdot 10^{-6} + P_{ex} \quad (4.22)$$

Де P_{ex} - надлишковий тиск перед контактним водонагрівачем $P_{ex} = 0,15$ МПа.

h - висота на яку потрубно підняти стовб рідини, м.

$$H_1 = 0,15 + (2,8 \cdot 9,8 \cdot 977,8 + 23907) \cdot 10^{-6} = 0,33 \text{ МПа} = 33 \text{ м.вод.ст.}$$

4.3.16 Необхідний напір мережного насоса другого контуру

$$H_2 = (h \cdot g \cdot \rho_2 + \Delta P_{mp2}) \cdot 10^{-6} + P_{ex} \quad (4.23)$$

Де P_{ex} - надлишковий тиск гарячої води на виході з котельної $P_{ex} = 0,28$ МПа.

$$H_2 = 0,28 + (1,5 \cdot 9,8 \cdot 978,3 + 14022) \cdot 10^{-6} = 0,38 \text{ МПа} = 38 \text{ м.вод.ст.}$$

4.4 Аеродинамічний розрахунок повітропроводів

4.4.1 Вихідні дані:

- витрата повітря при номінальній продуктивності контактного водонагрівача

$$V_{KBH-2,9GC} = 4350 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}; V_{KBH-1,74GC} = 2610 \frac{\text{м}^3}{\text{год}};$$

- густина повітря $\rho_1 = f(t = 20^\circ\text{C}) = 1,205 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$

- довжини трубопроводів $l_{1-2} = l_{3-4} = 8,2 \text{ м}, l_{5-6} = 4,4 \text{ м}.$

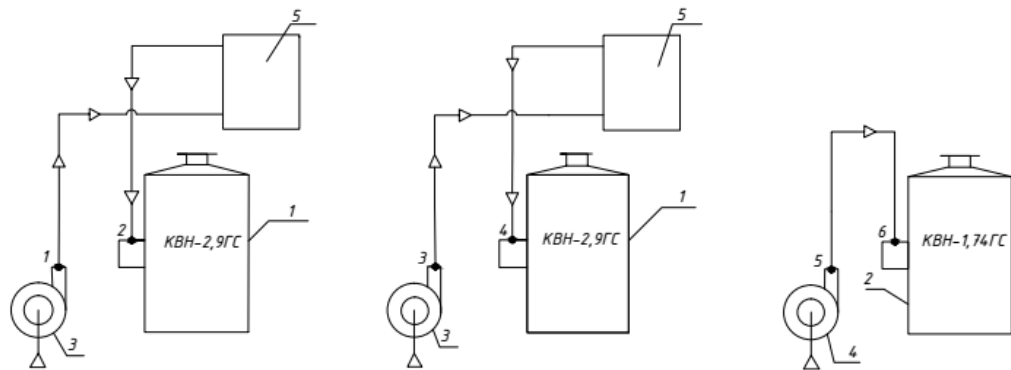
Схема повітропроводів представлена на рис.3.4.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.4.2 Приймаю швидкість руху повітря $w_{пов} = 14 \frac{м}{с}$.

4.4.3 Діаметри повітропроводів на контактний водонагівач

$$d_{вн}^{KBH} = \sqrt{\frac{4 \cdot V_{пов}^{KBH}}{\pi \cdot w_{пов}^{KBH} \cdot 3600}},$$



1,2 - Водогрійний котел, 3,4 - вентилятор, 5 - контактний підігрівач

Рис. 3.4 - Схема повітропроводів

а) KBH-2,9ГС

$$d_{вн}^{KBH-2,9ГС} = \sqrt{\frac{4 \cdot 4350}{3,14 \cdot 14 \cdot 3600}} = 0,39 \text{ м},$$

б) KBH-1,74ГС

$$d_{вн}^{KBH-1,74ГС} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2610}{3,14 \cdot 14 \cdot 3600}} = 0,345 \text{ м},$$

4.4.4 Як кінцеві приймаю заокруглені розрахункові зовнішні діаметри з стандартного ряду

а) KBH-2,9ГС

$$d_n^{KBH-2,9ГС} = 400 \times 1,2 \text{ мм},$$

б) KBH-1,74ГС

$$d_n^{KBH-1,74ГС} = 350 \times 1,2 \text{ мм},$$

4.4.5 Дійсні швидкості руху повітря

$$w_{пов}^{KBH} = \frac{4 \cdot V_{пов}^{KBH}}{\pi \cdot (d_{вн}^{KBH})^2}$$

а) KBH-2,9ГС

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

$$w_{пов}^{KBH-2,9ГC} = \frac{4 \cdot 4350}{3,14 \cdot (0,3976)^2 \cdot 3600} = 13,9 \frac{м}{с}$$

б) KBH-1,74ГC

$$w_{пов}^{KBH-1,74ГC} = \frac{4 \cdot 2610}{3,14 \cdot (0,3476)^2 \cdot 3600} = 13,8 \frac{м}{с}$$

4.4.6 Число Рейнольдса

$$Re^{KBH} = \frac{d_{вн}^{KBH} \cdot w_{пов}^{KBH}}{\nu}$$

Де ν - коефіцієнт кінематичної вязкості $\nu = f(t = -23^{\circ}C) = 12,19 \cdot 10^{-6} \frac{м^2}{с}$

а) KBH-2,9ГC

$$Re^{KBH-2,9ГC} = \frac{0,3976 \cdot 13,9}{12,19 \cdot 10^{-6}} = 322908$$

б) KBH-1,74ГC

$$Re^{KBH-1,74ГC} = \frac{0,3476 \cdot 13,8}{12,19 \cdot 10^{-6}} = 279449$$

4.4.7 Коефіцієнт опору тертя

$$\lambda^{KBH} = 0,11 \cdot \left(\frac{K_2}{d_{вн}^{KBH}} + \frac{68}{Re^{KBH}} \right)^{0,25}$$

а) KBH-2,9ГC

$$\lambda^{KBH-2,9ГC} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{397,6} + \frac{68}{322908} \right)^{0,25} = 0,0163$$

б) KBH-1,74ГC

$$\lambda^{KBH-1,74ГC} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{347,6} + \frac{68}{279449} \right)^{0,25} = 0,0166$$

4.4.8 Питомі витрати тиску на тертя

$$R^{KBH} = \lambda \cdot \frac{\rho_1 \cdot (w_6^{KBH})^2}{2} \cdot \frac{1}{d_{вн}^{KBH}}$$

а) KBH-2,9ГC

$$R^{KBH-2,9ГC} = 0,0163 \cdot \frac{1,205 \cdot (13,9)^2}{2} \cdot \frac{1}{0,3976} = 4,77 \frac{Па}{м}$$

б) KBH-1,74ГC

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

$$R^{KBH-1,74ГC} = 0,0166 \cdot \frac{1,205 \cdot (13,8)^2}{2} \cdot \frac{1}{0,3476} = 4,86 \frac{Па}{м}$$

4.4.9 Втрати тиску на місцеві опори

$$Z = \sum \xi \cdot \frac{\rho \cdot w_{\text{с}}^2}{2}$$

На ділянці (1-2) і (3-4) присутні такі місцеві опори: поворот на 90° (6 шт.) - $\xi_{\text{пов}} = 1$, контактний підігрівач - 1,0 кПа.

На ділянці (5-6) присутні такі місцеві опори: поворот на 90° (2 шт.) - $\xi_{\text{пов}} = 1$.

а) KBH-2,9ГC

$$Z^{KBH-2,9ГC} = 6 \cdot \frac{1,205 \cdot 13,9^2}{2} + 1000 = 1698 \text{ Па}$$

б) KBH-1,74ГC

$$Z^{KBH-1,74ГC} = 2 \cdot \frac{1,205 \cdot 13,8^2}{2} = 230 \text{ Па}$$

4.4.10 Втрати тиску

$$\Delta P_{mp}^{KBH} = \sum_{i=1}^n (R^{KBH} \cdot l + Z^{KBH})$$

а) KBH-2,9ГC

$$\Delta P_{mp}^{KBH-2,9ГC} = \sum_{i=1}^n (4,77 \cdot 8,2 + 1698) = 1738 \text{ Па}$$

б) KBH-1,74ГC

$$\Delta P_{mp}^{KBH-2,9ГC} = \sum_{i=1}^n (4,86 \cdot 4,4 + 230) = 252 \text{ Па}$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5 РОЗРАХУНОК ДИМОВОЇ ТРУБИ

1991 р. всю територію України було оголошено зоною екологічного лиха. За два роки до цього спеціалісти-географи Академії наук України вперше розробили й склали карту стану довкілля за окремими компонентами природи, яка підтверджує той факт, що вся територія нашої країни, за винятком невеликих окремих районів Карпат, Центрального Полісся, Полтавщини та східної Вінниччини, характеризується як забруднена й дуже забруднена, а 15 % території належить до категорії «надзвичайно забруднені регіони з підвищеним ризиком для здоров'я людей і райони екологічної катастрофи».

Отже особливо ретельно слід підходити до розрахунків висоти димаря з урахуванням розсіювання шкідливих викидів

Призначення димаря котельної полягає в створенні природної тяги, виведенні і ефективному розсіюванні в атмосфері газоподібних продуктів згорання палива до меж, які допускаються санітарними нормами.

5.1 Розрахунок газового тракту

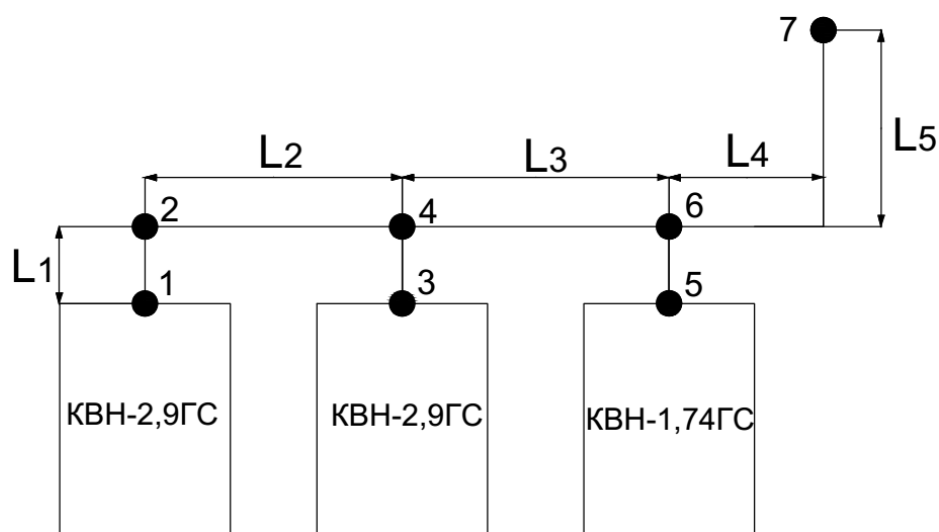


Рисунок 5.1 – Схема газового тракту

5.1.1 Вихідні дані:

- кількість контактних водонагрівачів $n_k=3$ шт;
- Приймаємо витрату палива згідно табл.8.1: для котла КВН-2,9ГС
- $B = 300 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$, для котла КВН-1,74ГС - $B = 180 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$;
- температура продуктів згорання на виході з водонагрівачів $t_{\text{ПГС}} = 60$ °С;
- об'єм димових газів $V_{\Gamma} = 12,78 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (див п.3.1.7.7);
- об'єм повітря $V_{\text{П}} = 10,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (див п.3.1.7.1);
- довжини ділянок $L_1 \square 1,8 \text{ м}$, $L_2 \square 2,6 \text{ м}$, $L_3 \square 2,6 \text{ м}$, $L_4 \square 2 \text{ м}$, $L_5 \square 5 \text{ м}$.

Дійсна витрата димових газів

$$V = (V_{\epsilon}^o + (\alpha - 1) \cdot V_n^o) \cdot B \cdot \frac{(273 + t_{\text{yx}})}{273} \quad (5.1)$$

а) для контактного водонагрівача КВН-2,9ГС

$$V_{\text{квн-2,9}} = (10,2 + (1,15 - 1) \cdot 12,78) \cdot \frac{300}{3600} \cdot \frac{(273 + 60)}{273} = 0,948 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

б) для контактного водонагрівача КВН-1,74ГС

$$V_{\text{квн-1,74}} = (10,2 + (1,15 - 1) \cdot 10,2) \cdot \frac{180}{3600} \cdot \frac{(273 + 60)}{273} = 0,572 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

Прийmemo до установки за контактним водонагрівачем КВН-1,74 газоходу круглого перетину з внутрішнім діаметром 350 мм, а для КВН-2,9 – 450 мм.

$$F = \frac{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2}{4}$$

а) Для КВН-1,74ГС:

$$F_{\text{квн-1,74}} = \frac{3,14 \cdot 0,35^2}{4} = 0,096 \text{ м}^2;$$

б) Для КВН-2,9ГС:

$$F_{\text{квн-2,9}} = \frac{3,14 \cdot 0,45^2}{4} = 0,159 \text{ м}^2.$$

Щільність і кінематична в'язкість продуктів згорання при температурі $t_{\text{ПГС}} = 60$ °С відповідно $\rho = 1,088 \text{ кг/м}^3$ і $\nu = 17,8 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

5.1.3.1 Аеродинамічний опір котла КВН-1,74ГС

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

Розглянемо ділянку 5-7 (від вихідного патрубка котла КВН-1,74ГС до місця з'єднання газоходу з димарем)

5.1.3.1.1 Швидкість руху продуктів згорання

$$w_{KBH} = \frac{V_{KBH}}{F_{KBH}} \quad (5.3)$$

$$w_{KBH-1.74} = \frac{0.572}{0.096} = 5.96 \frac{м}{с}$$

5.1.3.1.2 Число Рейнольдса

$$Re_{KBH} = \frac{w_{KBH} \cdot d_{BH}}{\nu} \quad (5.4)$$

$$Re_{KBH-1.74} = \frac{5.96 \cdot 0.35}{17.8 \cdot 10^{-6}} = 117191$$

5.1.3.1.3 Коефіцієнт опору тертя

$$\lambda_{KBH} = 0,11 \cdot \left(\frac{K_e}{d_{BH}} + \frac{68,5}{Re_{KBH}} \right)^{0,25} \quad (5.5)$$

де K_e - абсолютна еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні газоходу; для сталевих газоходу. Приймаю $K_e \square 0,1$ мм

$$\lambda_{KBH} = 0,11 \cdot \left(\frac{0.1}{350} + \frac{68,5}{117191} \right)^{0,25} = 0.26$$

5.1.3.1.4 Питомий аеродинамічний опір тертя

$$R_{KBH} = \frac{\lambda_{KBH}}{d_{BH}} \cdot \frac{\rho \cdot w_{KBH}^2}{2} \quad (5.6)$$

$$R_{KBH-1.74} = \frac{0.026}{0.3} \cdot \frac{1.088 \cdot 5.96^2}{2} = 1.674 \text{ Па}$$

5.1.3.1.5 Загальна довжина ділянки (5-7)

$$L_{5-7} = L_1 + L_4 + L_5 \quad (5.7)$$

$$L_{5-7} = 1.8 + 2.2 + 5 = 9.92 \text{ м .}$$

5.1.3.1.6 Втрати тиску на місцеві опори

$$Z_{KBH} = \sum \xi \cdot \frac{\rho \cdot w_{KBH}^2}{2} \quad (5.8)$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де ξ - коефіцієнт місцевого опору.

На ділянці 5-7 присутні такі місцеві опори:

- поворот на 90° (2 шт) – $\xi_{\text{пов}} = 1,0[6]$;
- раптове розширення (1 шт) – $\xi_{\text{розш}} = 1,0[6]$.

$$Z_{KBH-1.74} = (2 + 1) \cdot \frac{1,088 \cdot 5,96^2}{2} = 57,97 \text{ Па.}$$

5.1.3.1.7 Загальний опір

$$\Delta P_{KBH} = R_{KBH} \cdot L_{KBH} + Z_{KBH} \quad (5.9)$$

$$\Delta P_{KBH-1.74} = 1.674 \cdot 9.92 + 57.97 = 74.58 \text{ Па}$$

5.1.3.2 Аеродинамічний опір першого котла KBH-2,9ГС

Розглянемо ділянку 3-7 (від вихідного патрубку котла KBH-2,9ГС до місця з'єднання газоходу з димарем).

5.1.3.2.1 Швидкість руху продуктів згорання

$$w_{KBH-2.9} = \frac{0.948}{0.159} = 5.97 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

5.1.3.2.2 Число Рейнольдса для газового потоку

$$\text{Re}_{KBH-2.9} = \frac{5.97 \cdot 0.45}{17.8 \cdot 10^{-6}} = 150927$$

5.1.3.2.3 Коефіцієнт опору тертя

$$\lambda_{KBH-2.9} = 0,11 \cdot \left(\frac{0.1}{450} + \frac{68}{150927} \right)^{0.25} = 0.045$$

5.1.3.2.4 Питомий аеродинамічний опір тертя

$$R_{KBH-2.9} = \frac{0.045}{0.45} \cdot \frac{1.088 \cdot 5.97^2}{2} = 1.94 \text{ Па}$$

5.1.3.2.5 Загальна довжина ділянки 3-7

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$L_{3-7} = L_1 + L_3 + L_4 + L_5 \quad (5.10)$$

$$L_{3-7} = 1.8 + 2.6 + 2.2 + 5 = 12.52 \text{ м.}$$

5.1.3.2.6 Втрати тиску на місцеві опори

На ділянці (3-7) присутні такі місцеві опори:

- поворот на 90° (2 шт) – $\square_{\text{пов}} = 1,0[6]$;
- раптове розширення (1 шт) – $\square_{\text{розш}} = 1,0[6]$.

$$Z_{3-7} = (2 + 1) \cdot \frac{1,088 \cdot 5,97^2}{2} = 58,16 \text{ Па.}$$

5.1.3.2.7 Загальний опір

$$\Delta P_{KBH-2,9} = 1,94 \cdot 12,52 + 58,16 = 84,85 \text{ Па.}$$

5.1.3.3 Аеродинамічний опір другого котла KBH-2,9ГС

Розглянемо ділянку 1-7 (від вихідного патрубку котла KBH-2,9ГС до місця з'єднання газоходу з димарем)

5.1.3.3.1 Швидкість руху продуктів згорання

$$w_{KBH-2,9} = \frac{0,948}{0,159} = 5,97 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

5.1.3.3.2 Число Рейнольдса для газового потоку

$$\text{Re}_{KBH-2,9} = \frac{5,97 \cdot 0,45}{17,8 \cdot 10^{-6}} = 150927$$

5.1.3.3.3 Коефіцієнт опору тертя

$$\lambda_{KBH-2,9} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{450} + \frac{68}{150927} \right)^{0,25} = 0,045$$

5.1.3.3.4 Питомий аеродинамічний опір тертя

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_{KBH-2.9} = \frac{0.045}{0.45} \cdot \frac{1.088 \cdot 5.97^2}{2} = 1.94 \text{ Па}$$

5.1.3.3.5 Загальна довжина ділянки (1-7)

$$L_{1-7} = L_1 + L_2 + L_3 + L_4 + L_5 \quad (5.11)$$

$$L_{1-7} = 1.8 + 2.6 + 2.6 + 2.2 + 5 = 15.12 \text{ м.}$$

5.1.3.3.6 Втрати тиску на місцеві опори

На ділянці 1-7 присутні такі місцеві опори:

- поворот на 90° (2 шт) – $\square_{\text{пов}} = 1,0[6]$;
- раптове розширення (1 шт) – $\square_{\text{розш}} = 1,0[6]$.

$$Z_{1-7} = (2 + 1) \cdot \frac{1,088 \cdot 5,97^2}{2} = 58,16 \text{ Па.}$$

5.1.3.3.7 Тоді аеродинамічний опір ділянки (1-7)

$$\Delta P_{KBH-2.9} = 1.94 \cdot 15.12 + 58.16 = 79.3 \text{ Па.}$$

5.2 Розрахунок опору димаря

Для видалення продуктів згорання палива з котла передбачається тонкостінний неіржавіючий димар, з діаметром $d_{\text{вн}}=350$ мм для KBH-1,74ГС і $d_{\text{вн}}=450$ мм для KBH-2,9ГС, висота труби – $H=31$ м. Ізоляція димаря – не передбачається.

Обидва контактних водонагрівачі підключаються до загального димаря.

Димар розраховуємо при режимі, коли працюють обидва контактні водонагрівачі.

Задаюь падінням температури димових газів по ходу димаря $\Delta t = 1 \frac{^\circ\text{C}}{\text{м}}$.

5.2.1 Температура димових газів на виході з димаря

$$t''_{\text{пгс}} = t'_{\text{пгс}} - \Delta t \cdot (H - H_{\text{KBH}}) \quad (5.12)$$

де H_{KBH} – висота контактного водонагрівача встановленого на рамі $H_{\text{KBH}}=2,8$ м.

$$t''_{\text{пгс}} = 60 - 1 \cdot (31 - 2.8) = 31.8^\circ\text{C}.$$

Середня температура продуктів згорання в димарі

$$t_z = \frac{t'_z + t''_z}{2} \quad (5.13)$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$t_z = \frac{60 + 31,8}{2} = 45,9^\circ\text{C}$$

Густина і кінематична в'язкість продуктів згорання при температурі $t_r=45,9^\circ\text{C}$ відповідно $\rho = 1,132 \text{ кг/м}^3$ і $\nu = 16,61 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ [7].

Оптимальна швидкість димових газів на виході з труби вибирається з умов доцільного їх викиду на необхідну висоту (при природній тязі швидкість $w = 5 \dots 15 \text{ м/с}$), а мінімальна швидкість – з умов неприпустимості затримки вітром продуктів згорання в трубі (задування), не повинна бути менше 3 м/с .

Як показують розрахунки, швидкість продуктів згорання в димарі задовольняє вказаним вище умовам (див п.5.1.10 і п.5.2.10).

5.2.2 Місцеві опори в димовій трубі відсутні, тож аеродинамічний опір димаря:

$$\Delta P_{KBH}^{\partial, mp} = R_{KBH} \cdot (H - H_{KBH}) + Z \quad (5.14)$$

а) Для KBH-2,9ГС

$$\Delta P_{KBH-2,9}^{\partial, mp} = 1,94 \cdot (31 - 2,8) = 41,74 \text{ Па} ;$$

б) Для KBH-1,74ГС

$$\Delta P_{KBH-2,9}^{\partial, mp} = 1,674 \cdot (31 - 2,8) = 28,2 \text{ Па} ;$$

5.2.3 Загальний аеродинамічний опір газового тракту з димарем

$$\Delta P_{KBH}^{zag} = P_{KBH} + \Delta P_{KBH}^{\partial, mp} \quad (5.15)$$

а) Для першого KBH-2,9ГС

$$\Delta P_{KBH-2,9}^{zag} = 41,74 + 84,85 = 126,58 \text{ Па};$$

б) Для другого KBH-2,9ГС

$$\Delta P_{KBH-2,9}^{zag} = 41,74 + 79,3 = 121,04 \text{ Па};$$

в) Для KBH-1,74ГС

$$\Delta P_{KBH-1,74}^{zag} = 28,2 + 84,79 = 113 \text{ Па}.$$

5.3 Самотяга димаря

$$S = H \cdot \left(\rho_b \cdot \frac{273}{273 + t_b} - \rho_r \cdot \frac{273}{273 + t_r} \right) \cdot \frac{B}{760} \quad (5.16)$$

де t_b – середня температура зовнішнього повітря в літній період, $t_b = -1^\circ\text{C}$;

t_r – середня температура продуктів згорання;

ρ_b – густина атмосферного повітря при середній температурі зовнішнього повітря,

$\rho_b = 1,285 \text{ кг/м}^3$ [10] ;

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ρ_{Γ} – густина продуктів згорання при температурі $t_{\text{пгс}} = 45,9^{\circ}\text{C}$, $\rho_{\Gamma} = 1,236 \text{ кг/м}^3$;

B – барометричний тиск, $B = 745 \text{ мм вод.ст.}$

$$S = 31 \cdot \left(1,285 \cdot \frac{273}{273 + 1} - 1,236 \cdot \frac{273}{273 + 45,9} \right) \cdot \frac{600}{760} = 7.85 \text{ Па.}$$

5.4 Розрахунок розсіювання шкідливих викидів в атмосферу

5.4.1 Секундний викид оксидів азоту (у перерахунку на його діоксид)

$$M_{NO} = K_{NO_x} \cdot B \cdot Q_n^p \cdot (1 - \beta), \quad (5.17)$$

де K_{NO} – коефіцієнт, залежний від теплової потужності котла і виду палива;

$$K_{NO_x} = 0,085 \frac{\text{кг}^2}{\text{ГДж}} = 8,5 \cdot 10^{-8} \frac{\text{г}^2}{\text{Дж}}$$

B – витрата палива на котельну, (див п.3.3)

$Q_n^p = 34,947 \text{ МДж/м}^3$ - нижча теплота згорання природного газу;

β - коефіцієнт, що враховує зниження викидів оксидів азоту;

для пальників, вентиляторів $\beta = 0,4$;

$$M_{NO} = 8,5 \cdot 10^{-8} \cdot 0,166 \cdot 38255 \cdot (1 - 0,4) = 3,24 \cdot 10^{-4} \text{ г/с}$$

5.4.2 Секундний викид оксидів вуглецю

$$M_{CO} = K_{CO} \cdot B \cdot Q_n^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100} \right); \quad (5.18)$$

де K_{CO} - коефіцієнт залежний від типу топки і виду палива;

для КВН $K_{CO} = 0,25 \text{ кг/ГДж} = 0,25 \cdot 10^{-6} \text{ г/Дж}$

q_4 - втрати теплоти від механічного недопалювання; при спалюванні природного газу $q_4 = 0,5\%$.

$$M_{CO} = 0,25 \cdot 10^{-6} \cdot 0,166 \cdot 38255 \cdot \left(1 - \frac{0,5}{100} \right) = 15,79 \cdot 10^{-4} \frac{\text{г}}{\text{с}};$$

5.4.3 Розрахунковий викид шкідливих речовин з димаря

$$M = M_{NO} + M_{CO} \quad (5.19)$$

$$M = 3,24 \cdot 10^{-4} + 15,79 \cdot 10^{-4} = 19,03 \frac{\text{г}}{\text{с}}$$

5.4.4 Мінімальна висота димаря, що задовольняє умовам розсіювання шкідливих викидів в атмосферу

$$H = \sqrt{A \cdot n \cdot m \cdot \left(\frac{M_{NO}}{\text{ПДК}_{NO}} + \frac{M_{CO}}{\text{ПДК}_{CO}} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{z}{V \cdot \Delta t}}} \quad (5.20)$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де А – коефіцієнт, який залежить від температурної стратифікації, для території України А=160[9];

n і m – коефіцієнти, які враховують умови виходу димових газів з гирла труби; при швидкості продуктів згорання на виході з димаря $w=10\div 15$ м/с $m=1$ і $n=1$ [8];

ГДК – гранично допустима концентрація шкідливих речовин; згідно СН 245-71 для оксидів азоту(NO) ГДК=0,085 мг/м³, для оксидів вуглецю (CO) – ГДК=1,0 мг/м³ [9] ;

z – кількість димарів $z=3$;

V – витрата димових газів, м³/с;

Δt - різниця між температурою шкідливих речовин, які викидаються, і середньою температурою найбільш теплого місяця опівдні, °С.

$$H = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \left(\frac{1,579}{1,0} + \frac{0,324}{0,085} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{0,166 \cdot (27,8 - 25,1)}}} = 23,57 \text{ м.}$$

Отже вибрана висота димаря Н = 31 м, як показують розрахунки, задовольняє умовам розсіювання шкідливих викидів, самотяги не достатньо для видалення продуктів згорання, і оскільки палиник вентиляторний, слід використовувати дуттьовий вентилятор.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

6 ВОДОПІДГОТОВКА В КОТЕЛЬНІ

6.1 Робота контактного водонагрівача на хімічно неочищеній воді.

В контактно-поверхневих водонагрівачах можливий нагрів жорстких і артезіанських вод без попереднього зм'якшування.

При нагріві до 100°C з води можуть випадати у вигляді накипу і шламу тільки солі карбонатної жорсткості. Некарбонатні солі випадають в осад, якщо вода пересичена цими солями (при нагріві до температури понад 100°C).

В контактно-поверхневих водонагрівачах спостерігається випаровування води. Кількість води, що випарувалася, по відношенню до всієї її масі складає менше 0,5%. Практично, виходячи з досвіду експлуатації, випаровування води відсутнє. Тому у вигляді накипу у водонагрівачі не можуть випадати некарбонатні солі (CaSO і MgSO). Існує лише можливість для випадання в осад солей тимчасової жорсткості, а саме карбонату кальцію (CaCO) і карбонату магнію (MgCO), а це відбувається лише у тому випадку, коли у воді утворюється недолік рівноважної вуглекислоти. Якщо створити умови, при яких із збільшенням температури води кількість вільної вуглекислоти, що міститься в ній, зростатиме, то розпад бікарбонатів буде неможливий. Величина CO у водонагрівачі залежатиме від температури води, що нагрівається, часу її контакту з газами, щільності зрошування і жорсткості води. Практика експлуатації показує, що безнакипний режим роботи контактних-поверхневих водонагрівачів може здійснюватися при температурі води, що нагрівається, до 97°C і карбонатної жорсткості 2÷2,5 мг-екв/л. Із збільшенням карбонатної жорсткості безнакипний режим може бути одержаний тільки при зниженні кінцевої температури нагріву.

Контактно-поверхневі водонагрівачі можуть самоочищатися від накипу. Цей процес можливий, якщо поверхня камери згорання, покрита солями тимчасової жорсткості, буде безперервно омиватися водою, що містить велику кількість вуглекислоти. При цьому накип, що відклався на поверхні камери згорання, буде поступове розчинятися у воді.

В контактно-поверхневих водонагрівачах відбувається природна деаерація води, що нагрівається. Деаерація води відбувається спочатку в контактній камері водонагрівача а потім в нижній частині корпусу водонагрівача, що має радіаційну поверхню нагріву. Рушійною силою деаерації в контактній камері є різниця парціального тиску кисню, що міститься у воді і газах. Нижня частина водонагрівача, в якій розташована камера згорання, являє собою термічний деаератор, що працює при атмосферному тиску. При

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

подальшому нагріві води, яка контактує з радіаційною поверхнею камери згорання, парціальний тиск водяної пари над водою різко зростає, а парціальний тиск розчинених в ній газів знижується, унаслідок чого зменшується і їх розчинність. Коли вода досягає температури кипіння, парціальний тиск кисню і його розчинність зменшуються у воді майже до нуля. Виділення з води кисню відбувається за рахунок різниці парціального тиску в товщі киплячої води і цього ж газу в паровій фазі, що безперервно видаляється, знаходиться над дзеркалом води. При правильній експлуатації контактено-поверхневих водонагрівачів вміст кисню в гарячій воді лежить в межах $0,1 \div 0,12$ мг/л. В даний час з метою запобігання корозії устаткування і трубопроводів рекомендується застосовувати різні інгібітори корозії. Один з найбільш перевірених і ефективних – інгібітор корозії вітчизняного виробництва "ВІТАЛ". Використання інгібітору корозії „ВІТАЛ“ дозволяє понизити швидкість корозії, яка не перевищує $0,03 \div 0,05$ мм/рік.

Останнім часом для захисту від корозії використовується установка активного магнієвого захисту Щит.

6.2 Установка активного магнієвого захисту «Щит»

Будова і принцип дії установки полягають в наступному.

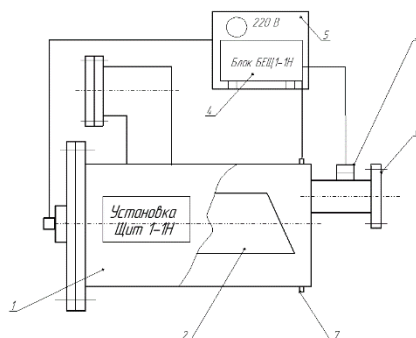
Електрод 2 (рис.6.1), який знаходиться в пристрої 1, розчиняється. Це анод з магнієвого сплаву, приєднаний за допомогою кабелю до позитивного полюса електронного блоку 4. Анод, закріплений на кришці корпусу пристрою розчинення, електрично ізолюваний. Установка має два патрубків з фланцями: вхідний і вихідний. На корпусі установки приварений болт для підключення негативного полюса електронного блоку. Вхід води відбувається через вхідний патрубок. На вихідному патрубку встановлений датчик швидкості корозії 3. Для зручності монтажу установки в комплект постачання включено відповідно вхідний і вихідний (додаткові) фланці 6. Корпус обладнаний кульовим краном 7 для зливу води.

Електронний блок є автоматичним регулятором струму розчинення анода, який управляє сигналом, створеним від вимірювання швидкості корозії. Швидкість корозії визначається за допомогою відповідного датчика і електронного вимірювача швидкості корозії. У основу роботи вимірювача закладений метод поляризаційного опору.

Датчик швидкості корозії двоелектродного типа складається з патрубка, корпусу і двох змінних електродів із сталі 20. Він має екранований кабель з роз'ємом для підключення до електронного блоку.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Електронний блок змонтований в пластмасовому корпусі і розташований в металевій захисній шафі 5.



1 – пристрій розчинення анода; 2 – анод А-2; 3 – датчик швидкості корозії ДК-2; 4 – електронний блок БЕЩ 1-1Н; 5 – шафа захисна; 6 – фланець відповідний; 7 – кран кульовий.

Рисунок 6.1 – Схема установки «Щит»

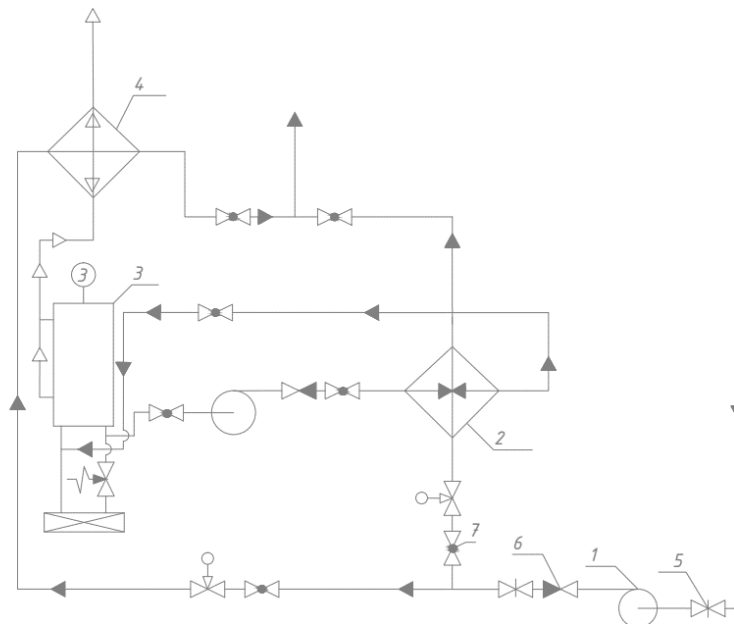
					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7 КОГЕНЕРАЦІЯ ТЕПЛОТИ

7.1 Опис схеми когенерації

Схема когенерації теплоти показана на рисунку 7.1. Вода з прямого трубопроводу другого контуру надходить у конераційний контур. Утилізаційним насосом 1 частина води надходить на пластинчастий теплообмінник 2, де відбувається її нагрів за рахунок теплоти охолоджувальної води двигуна електрогенератора 3. Друга частина води надходить до теплообмінника 4, де відбувається її нагрів за рахунок охолодження димових газів електрогенератора.

Після теплообмінників вода знову надходить у прямий трубопровід другого контуру. За рахунок того, що температура води на виході з котельні у разі когенерації теплоти збільшиться, це призведе до зменшення витрати палива у котлів за рахунок автоматики.



1 - Утилізаційний насос, 2 - теплообмінник охолоджувальної води, 3 - електрогенератор, 4 - теплообмінник охолодження димових газів, 5 - поворотна засувка, 6 - зворотній клапан, 7 - кульовий клапан, 8 - насос охолодження газового генератора.

Рис. 7.1 - Схема когенерації теплоти

7.2 Розрахунок схеми когенерації

7.2.1 Розрахунок теплообмінника охолодження газового генератора

7.2.1.1 Вихідні дані:

- Витрата охолоджувальної води $G_{ox} = 7,2 \frac{кг}{с}$

- Витрата мережної води другого контуру приймаю $G_{мер} = 13 \frac{кг}{с}$

- Температура охолоджувальної води на виході з електрогенератора $t_{ox.в.1} = 95^{\circ}C$

[12];

- Температура охолоджувальної води на виході з теплообмінника $t_{ox.в.1} = 95^{\circ}C$

7.2.1.2 Визначення теплового навантаження

$$Q_{ox} = G_{ox} \cdot c_{p.ox} \cdot (t_{ox.в.1} - t_{ox.в.2}) \quad (7.1)$$

$$Q_{ox} = 7,2 \cdot 4,187 \cdot (95 - 90) = 152 \text{ кВт}$$

7.2.1.3 Температура мережної води другого контуру на виході з теплообмінника

$$t_{мер.2} = t_{мер.1} + \frac{Q_{ox}}{c_p \cdot G_{мер}} \quad (7.2)$$

$$t_{мер.2} = 85 + \frac{152}{4,187 \cdot 13} = 88^{\circ}C$$

7.2.2 Розрахунок теплообмінника охолодження димових газів

7.2.2.1 Вихідні дані:

- Витрата димових газів $G_{дг} = 0,1 \frac{кг}{с}$ [12];

- Витрата мережної води другого контуру приймаю $G_{мер} = 7 \frac{кг}{с}$;

- Температура димових газів на виході з електрогенератора $t_{дг.1} = 550^{\circ}C$ [11];

- Температура димових газів на виході з теплообмінника $t_{дг.2} = 90^{\circ}C$;

7.2.2.2 Визначення теплового навантаження

$$Q_{дг} = G_{дг} \cdot c_{p.дг} \cdot (t_{дг.1} - t_{дг.2}) \quad (7.3)$$

де $c_{p.дг}$ - теплоємність димових газів, $c_{p.дг} = 1,068 \frac{кДж}{кг \cdot K}$ [11].

$$Q_{дг} = 0,1 \cdot 1,068 \cdot (450 - 90) = 38 \text{ кВт}.$$

7.2.2.3 Температура мережної води другого контуру на виході з теплообмінника

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$t_{\text{мер.2}} = t_{\text{мер.1}} + \frac{Q_{\text{ox}}}{c_p \cdot G_{\text{мер}}} \quad (7.4)$$

$$t_{\text{мер.2}} = 85 + \frac{38}{4,187 \cdot 7} = 87 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

7.2.3 Кількість утилізованої теплоти

$$Q_{\text{утил}} = Q_{\text{ог}} + Q_{\text{ox}} \quad (7.5)$$

$$Q_{\text{утил}} = 152 + 38 = 190 \text{ кВт}$$

7.2.4 Визначення витрати палива котельною з когенерацією теплоти

7.2.4.1 Річна витрата палива електрогенератором

$$B_{\text{ел}}^p = B_{\text{ел}} \cdot n_o \cdot 24, \frac{\text{м}^3}{\text{рік}} \quad (7.6)$$

де $B_{\text{ел}}$ - витрата палива на електрогенератор $B_{\text{ел}} = 32 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$

$$B_{\text{ел}}^p = 32 \cdot 24 \cdot 185 = 142080 \frac{\text{м}^3}{\text{рік}}$$

7.2.4.2 Річна економія газу за рахунок утилізації теплоти

7.2.3.1 Річна економія теплоти

$$Q_{\text{утил}}^p = Q_{\text{утил}} \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 185, \frac{\text{МДж}}{\text{рік}} \quad (7.7)$$

$$Q_{\text{утил}}^p = 190 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 185 = 3,036 \cdot 10^6 \frac{\text{МДж}}{\text{рік}}$$

7.2.4.3 Річна економія палива

$$B_{\text{утил}}^p = \frac{Q_{\text{утил}}^p}{Q_{\text{н}}^p}, \frac{\text{м}^3}{\text{рік}} \quad (7.8)$$

$$B_{\text{утил}}^p = \frac{3,036 \cdot 10^6}{38,255} = 79363, \frac{\text{м}^3}{\text{рік}}$$

7.2.4.4 Річна витрата палива котельною

$$B_{\text{кот}}^p = B_{\text{к}} - B_{\text{утил}}^p + B_{\text{ел}}^p, \frac{\text{м}^3}{\text{рік}} \quad (7.9)$$

$$B_{\text{кот}}^p = 1977455 - 79363 + 142080 = 2040172 \frac{\text{м}^3}{\text{рік}}$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

8 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ

8.1 Вибір котлів

В результаті розрахунку теплової схеми котельні було вибрано два контактних водонагрівача КВН-2,9ГС для опалення і один контактний водонагрівач КВН-1,74ГС для ГВП.

Контактні водонагрівачі призначені для нагріву води в мережах теплопостачання. Нагрів води в них відбувається контактним способом при безпосередньому контакті продуктів згорання (природний газ) і води, що нагрівається.

Контактний водонагрівач складається з камери, що нагрівається, на якій розташована масообмінна колона і газового пальника. В середині теплообмінної колони знаходяться три барбатажні решітки. В камері, що нагрівається знаходиться направляючий лист.

Процес горіння і нагрів води у контактному водонагрівачі протікає наступним чином. Зворотня вода з температурою 40- 57 °С надходить у верхню частину масообмінної колони на барбатажну решітку, де відбувається її рівномірне розподілення по перерізу колони і контакт з димовими газами. Пройшовши через трубки барбатажної решітки вода надходить в тепломасообмінну кону і опускається по ній в низ, нагріваючись при цьому за рахунок безпосереднього контакту з продуктами згорання. Попередньо нагріта вода до температури 75 - 78 °С, вода надходить в вихлопний патрубок зануреного пальника. В зоні дії зануреного пальника вода нагрівається до температури 87 °С за рахунок безпосереднього контакту з вискотемпературними продуктами згорання палива і самопливом виходить з установки і подається насосами і мережу.

Продукти згорання по кільцевому каналу, утворений стінками, камери що нагрівається, надходять в масообмінну кону і піднімаються в ній, охолоджуючись за рахунок безпосереднього контакту з циркуляційною водою. Кінцеве охолодження продуктів згорання до температури плюс 45-50 °С відбувається в барбатажній тарілці. Охолоджені продукти згорання виводяться з установки через вихлопний патрубок і надходять в трубопровід парогазовій суміші.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 8.1 - Технічні характеристики контактних водонагрівачів типа КВН-1,74ГС і
КВН-2,9ГС

Характеристика	КВН-1,74ГС	КВН-2,9ГС
1	2	3
Номінальна теплопродуктивність, МВт	1,74	
Коефіцієнт корисної дії (при температурі зворотньої мережної води не більше 57 °С),%		
Нижня теплотворна здатність, Q	102	
Верхня теплотворна здатність, Q	92	
Максимальна температура води на виході, °С	57	
Температура зворотньої води °С	57	
Температура відхідних газів, не більше °С	60	
Тиск повітря перед пальником, кПа	4	
Тиск газу перед пальником, кПа	25	
Тиск газу перед блоком клапанів при номінальній продуктивності, кПа	25-40	
Витрата повітря при номінальній продуктивності, м3/год	2610	4350
Витрата газу при номінальній продуктивності, м3/год	180+-3,5	300
Діапазон регулювання теплопродуктивністю, кВт	435...1825	725...3045
Питома витрата умовного палива, кг/ (МВт*год)	121(140)	
1	2	3
Концентрація шкідливих викидів		
NO ₂ Мг/м3	120	
CO Мг/м3	80	
Витрата теплоносія через водонагрівач, м3/год	38...55	63..90
Коефіцієнт надлишку повітря	1.25-1.45	
Тиск в водонагрівачі	атмосферний	
Температура огорожуючих конструкцій, °С	45	
Маса водонагрівача в неробочому стані, кг	1250	1800
Місткість водонагрівачав в робочому стані, м3	1,36	2.3

8.2 Вибір вентиляторів

Для котлових агрегатів тепловою потужністю не менше ніж 1,163 МВт рекомендують встановлювати індивідуальний вентилятор. Тягодуттєві машини збирають по заводським характеристикам в залежності від розвиваємого напору і необхідної подачі при густині переміщуваного середовища, дійсній температурі 20 °С для вентиляторів, і в атмосферному тиску 101325 Па.

8.2.1 Подача тягодуттєвих машин

Дуттєвий вентилятор:

$$Q_{\text{в}} = \alpha \cdot K \cdot B_p \cdot V_{\text{пов}}^0 \cdot \frac{t_{\text{в}} + 273}{273}; \quad (8.1)$$

Де K - коефіцієнт запаса. Приймаю $K=1,05$;

B_p - розрахункова витрата палива;

$V_{\text{в}}^0$ - теоретично необхідний об'єм повітря для згорання 1 кг палива (див п.3.1.7.1);

$t_{\text{в}}$ - температура повітря в вентиляторі. Приймаю $t_{\text{в}} = -23$ °С ;

α - коефіцієнт надлишку повітря.

а) Для КВН-2,9ГС

$$Q_{\text{в}} = 1,15 \cdot 1,05 \cdot 300 \cdot 10,2 \cdot \frac{-23 + 273}{273} = 3384 \frac{\text{м}^3}{\text{год}};$$

б) Для КВН-1,74ГС

$$Q_{\text{в}} = 1,15 \cdot 1,05 \cdot 180 \cdot 10,2 \cdot \frac{-23 + 273}{273} = 2030 \frac{\text{м}^3}{\text{год}};$$

8.2.2 Напір вентилятора

Визначається по загальному опору газо-повітряного тракта всіх трактів контактного водонагрівача для вентилятора ΔP з коефіцієнтом 1.1, тобто:

$$H = 1,1 \cdot (\Delta P_{\text{КВН}} + \Delta P_{\text{пов}} + \Delta P_{\text{заг}}); \quad (8.2)$$

Де $\Delta P_{\text{заг}}$ - загальний аеродинамічний опір димової труби, Па, (див. п.5.2.3);

$\Delta P_{\text{пов}}$ - аеродинамічний опір повітропровода, Па, (див. п. 3.4.10);

$\Delta P_{\text{КВН}}$ - опір контактного водонагрівача. Для КВН-1,79ГС і КВН-2,9ГС приймаю

$\Delta P_{\text{КВН}} = 1500$ Па.

$$H_{\text{КВН-2,9ГС}} = 1,1 \cdot (1500 + 1738 + 126,58) = 3700 \text{ Па};$$

$$H_{\text{КВН-2,9ГС}} = 1,1 \cdot (1500 + 1738 + 121,04) = 3695 \text{ Па};$$

$$H_{\text{КВН-1,74ГС}} = 1,1 \cdot (1500 + 113 + 252) = 2052 \text{ Па};$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

8.2.3 Вибір вентилятора

Для КВН-2,9ГС вибираю наступний вентилятор:

Вентилятор РСС 40/40, подача $4000 \frac{m^3}{год}$, напір $H=4000$ Па, електродвигун потужністю $N=11$ кВт[12].

Для КВН-2,9ГС вибираю наступний вентилятор:

Вентилятор РСС 25/40, подача $2500 \frac{m^3}{год}$, напір $H=4000$ Па, електродвигун потужністю $N=11$ кВт[12].

8.3 Вибір насосів

В котельнях в залежності від призначення використовуються наступні види насосів: мережні, рециркуляційні, підживувальні, конденсатні, для подачі води к ежекторам, для подачі сирої води, насоси дозатори та інш.

Вибираю насоси за допомогою таблиць технічних характеристик в залежності від необхідного напору і подачі.

В данному проєкті передбачено наступні типи насосів:

- Мережний насос першого контуру;
- Мережний насос другого контуру;
- Циркуляційний насос;
- Рециркуляційний насос.

8.3.1 Вибір мережного насоса першого контуру

8.3.1.1 Подача насосу

Загальна подача мережного насосу визначається розрахунком теплової схеми котельні

$$V_{мер} = \frac{G_{мер}}{\rho_{мер}} \cdot 3600; \quad (8.3)$$

Де $\rho_{мер}$ - густина мережної води, при $\rho_{мер} = f(t = 87^\circ C) = 967.3 \frac{kg}{m^3}$;

$G_{мер}$ - розрахункова витрата мережної води після мережного насосу (див п.2.3.7)

$$V_{мер} = \frac{39,8}{967,3} \cdot 3600 = 148,2 \frac{m^3}{год}$$

8.3.1.2 Напір мережних насосів

Напір мережного насосу приймаю з гідравлічного розрахунку (див п.4.3.15)

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$H_{\text{мер}} = 0,33 \text{ МПа} = 33 \text{ м. вод. ст.};$$

Вибираю насос типа SHE 80-200/220/P виробника «Lowara»

Характеристики насоса:

Подача $180 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$, напір $H=33 \text{ м.вод.ст.}$, потужність електропривода $N=22 \text{ кВт}$ [12].

8.3.2 Вибір мережного насоса першого контуру

8.3.2.1 подача насосу

Загальна подача мережного насосу визначається розрахунком теплової схеми котельні

$$V_{\text{мер}} = \frac{G_{\text{мер}}}{\rho_{\text{мер}}} \cdot 3600; \quad (8.3)$$

Де $\rho_{\text{мер}}$ - густина мережної води, при $\rho_{\text{мер}} = f(t = 87^\circ\text{C}) = 967,3 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ [5];

$G_{\text{мер}}$ - розрахункова витрата мережної води після мережного насосу (див п.2.3.7)

$$V_{\text{мер}} = \frac{39,8}{967,3} \cdot 3600 = 148,2 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

8.3.2.2 Напір мережних насосів

Напір мережного насосу приймаю з гідравлічного розрахунку (див п.4.3.16)

$$H_{\text{мер}} = 0,38 \text{ МПа} = 38 \text{ м. вод. ст.};$$

Вибираю насос типа NSCS 100-160/300/W25VCC4 виробника «Lowara»

Характеристики насоса:

Подача $150 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$, напір $H=38 \text{ м.вод.ст.}$, потужність електропривода $N=22 \text{ кВт}$ [12].

8.3.3 Вибір циркуляційного насосу ГВП

8.3.3.1 подача насосу

Загальна подача мережного насосу: визначається розрахунком теплової схеми котельні (див п.2.3.11)

$$V = \frac{12}{967,3} \cdot 3600 = 44,6 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

8.3.3.2 Напір насоса

Напір мережного насосу приймаю з гідравлічного розрахунку (див п.4.2.14)

$$H = 0,33 \text{ МПа} = 33 \text{ м. вод. ст.};$$

Вибираю насос типа SHE 50-160/75/P виробника «Lowara».

Характеристики насоса:

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Подача $50 \frac{м^3}{год}$, напір $H=33$ м.вод.ст, потужність електропривода $N=7.5$ кВт[12].

8.3.4 Вибір рециркуляційного насосу ГВП

8.3.4.1 подача насосу

Загальна подача мережного насосу: визначається розрахунком теплової схеми котельні (див п.2.3.8)

$$V = \frac{7,2}{967,3} \cdot 3600 = 26,8 \frac{м^3}{год}$$

8.3.4.2 Напір насоса

Напір мережного насосу приймаю з гідравлічного розрахунку (див п.4.2.15)

$$H = 0,23 МПа = 23 \text{ м. вод. ст.};$$

Вибираю насос типа FCE 50-160/30/P виробника «Lowara».

Характеристики насоса:

Подача $28 \frac{м^3}{год}$, напір $H=23$ м.вод.ст, потужність електропривода $N=3$ кВт[12].

8.3.5 Вибір насосу охолодження двигуна електрогенератора

8.3.5.1 подача насосу

Згідно п.7.2.1:

$$V = 7.2 \frac{к\mathcal{C}}{с} \text{ або } V = 7.2 \cdot 3.6 = 26 \frac{м^3}{год};$$

8.3.5.2 Напір насосу

Приймаю $H=10$ м.вод.ст.

Вибираю насос типу FCE4 - 65 200/15 виробника «Lowara».

Характеристики насосу:

Подача $26 \frac{м^3}{год}$, напір $H= 10$ м.вод.ст., потужність електропривода

$N=1.5$ кВт[12].

8.3.6 Вибір насосу утилізаційної установки

8.3.6.1 подача насосу

Згідно п.7.2.1.1 і 7.2.2.1:

$$V_{мер1} = 13 \frac{к\mathcal{C}}{с} \text{ і } V_{мер2} = 7 \frac{к\mathcal{C}}{с},$$

Тоді,

$$V = V_{мер1} + V_{мер2} \quad (8.5)$$

					ТП 71 _{мп} 05 005 ПЗ	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$V = 13 + 7 = 20 \frac{\text{м}^3}{\text{год}} \text{ або } V = 20 \cdot 3.6 = 72 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

8.3.6.2 Напір насосу

Приймаю $H=10$ м.вод.ст.

Вибираю насос типу FCE4 - 100 250/40 виробника «Lowara».

Характеристики насосу:

Подача $72 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$, напір $H=10$ м.вод.ст., потужність електропривода

$N=4$ кВт[12].

8.4 Вибір теплообмінника опалення

8.4.1 Теплообмінник опалення

Теплообмінник опалення вибираємо пластинчастий розбірний S110 виробництва SONDEX за допомогою спеціальної програми підбору. Результати електронного підбору наведено в Додатку А.

Виконаємо перевірочний підбір пластинчастого теплообмінника.

8.4.1.1 Вихідні данні:

-Теплове навантаження $Q_{опал} = 5 \text{ МВт}$;

В тепловій схемі котельні передбачено два теплообмінника опалення з рівним тепловим навантаженням. При цьому необхідно підібрати теплообмінник, так щоб він міг забезпечувати 60% від загальної установленної потужності на опалення, тобто:

$$Q = 2 \cdot Q_{KBH-2,9} \cdot 0,6 \quad (8.6)$$

де $Q_{KBH-2,9}$ - установлена потужність котла KBH-2,9ГС.

$$Q = 2 \cdot 2,9 \cdot 0,6 = 3,5 \text{ МВт}$$

-температура води у прямому трубопроводі першого контуру $t_{прям.1} = 87^\circ \text{C}$;

-температура води у зворотньому трубопроводі першого контуру $t_{звор.1} = 57^\circ \text{C}$;

-температура води у прямому трубопроводі другого контуру опалення $t_2 = 85^\circ \text{C}$;

-температура води у зворотньому трубопроводі другого контуру $t_1 = 55^\circ \text{C}$.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

8.4.1.2 Середня різниця температур

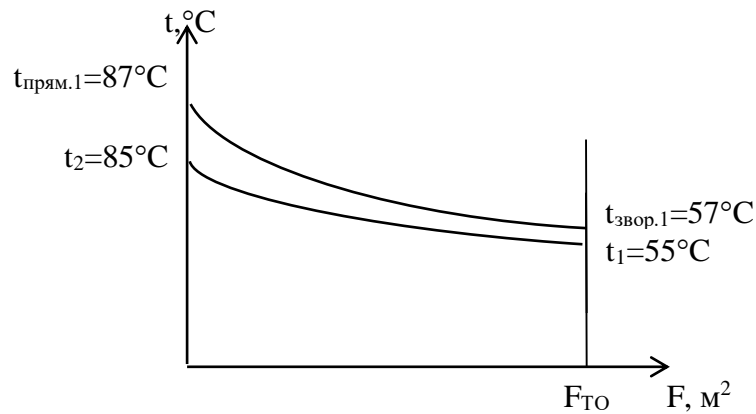


Рисунок 8.1 - Графік зміни температур теплоносіїв

Приймаю $\Delta \bar{t} = 2^\circ\text{C}$.

8.4.1.3 Середні температури та теплофізичні параметри теплоносіїв у каналах теплообмінника:

Вода зі сторони центральної мережі

$$t_{cp1} = \frac{t_{прям1} + t_{звор1}}{2}, \quad (8.7)$$

$$t_{cp1} = \frac{87 + 57}{2} = 72^\circ\text{C}.$$

За $t_{cp1} = 72^\circ\text{C}$ знаходимо теплофізичні параметри [5]:

$$\rho_1 = 976,2 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \quad \text{Pr}_1 = 2,46; \quad \nu_1 = 0,405 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}; \quad \lambda_1 = 66,8 \cdot 10^{-2} \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}.$$

Вода зі сторони місцевої мережі

$$t_{cp2} = \frac{t_1 + t_2}{2}, \quad (8.8)$$

$$t_{cp2} = \frac{85 + 55}{2} = 70^\circ\text{C}.$$

За $t_{cp2} = 70^\circ\text{C}$ знаходимо теплофізичні параметри [5]:

$$\rho_2 = 977,8 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \quad \text{Pr}_2 = 2,55; \quad \nu_2 = 0,415 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}; \quad \lambda_2 = 67,28 \cdot 10^{-2} \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}.$$

Температура стінки:

$$t_c = \frac{t_{cp1} + t_{cp2}}{2}, \quad (8.9)$$

$$t_c = \frac{72 + 70}{2} = 71^\circ\text{C}.$$

За $t_c = 71^\circ\text{C}$ знаходимо теплофізичні параметри $\text{Pr}_c = 2,5$ [13].

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

8.4.1.4 Витрати води у теплообміннику

Приймаю з розрахунків теплової схеми котельні (див п.2.3.7)

$$G_1 = G_2 = 39.8 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Для теплообмінного апарату приймаємо пластини Sondex AISI 316, товщиною 0.4 мм та площею теплообміну 1,2 м².

Таблиця 8.2 - Технічна характеристика пластини:

Показник	Значення
Габаритні розміри, $a \times b \times \delta$, мм	1560x770x0,4
Поверхня теплообміну, $F_{пл}, \text{м}^2$	1,2
Вага (маса) m , кг	5,8
Змочуваний периметр каналу, м	1,188
Ширина каналу, мм	545
Зазор для проходу робочого тіла в каналі, м	0,0045
еквівалентний діаметр каналу, d_e , м	0,0083
Площа перерізу каналу, $f_{пл}$, м ²	0,00245
Найбільший умовний діаметр штуцера, $D_{ш}$, мм	200
Коефіцієнт теплопровідності стінки, $\lambda_{ст}, \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}$	15
Гідравлічний коефіцієнт, с	15
Приведена довжина каналу, $L_{пр}$, м	1,01

8.4.1.5 Швидкість теплоносіїв у каналах

Кількість каналів одного ходу зі сторони центральної мережі приймаємо рівним $z_1 = 8$.

Зі сторони місцевої мережі $z_2 = z_1 = 8$;

$$W_1 = \frac{G_1}{z_1 \cdot f_1 \rho_1}, \quad (8.10)$$

$$W_1 = \frac{19,9}{8 \cdot 0,00245 \cdot 976,2} = 1,04 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

$$W_2 = \frac{G_2}{z_2 \cdot f \rho_2}, \quad (8.11)$$

$$W_2 = \frac{19,9}{8 \cdot 0,00245 \cdot 997,7} = 1,02 \frac{M}{c}.$$

8.4.1.6 Температурний множник

$$A_1 = 0,1 \frac{\lambda_1}{\nu_1^{0,73}} Pr_1^{0,43} \left(\frac{Pr_1}{Pr_c} \right)^{0,25}, \quad (8.12)$$

$$A_1 = 0,1 \frac{66,8 \cdot 10^{-2}}{(0,405 \cdot 10^{-6})^{0,73}} 2,46^{0,43} \left(\frac{2,46}{4,3} \right)^{0,25} = 3970.$$

$$A_2 = 0,1 \frac{\lambda_2}{\nu_2^{0,73}} Pr_2^{0,43} \left(\frac{Pr_2}{Pr_c} \right)^{0,25}, \quad (8.13)$$

$$A_2 = 0,1 \frac{67,28 \cdot 10^{-2}}{(0,415 \cdot 10^{-6})^{0,73}} 2,55^{0,43} \left(\frac{2,55}{4,3} \right)^{0,25} = 4026$$

8.4.1.7 Коефіцієнт тепловіддачі

$$\alpha_1 = A_1 \frac{W_1^{0,73}}{d_e^{0,27}}, \quad (8.14)$$

$$\alpha_1 = 3970 \frac{1,04^{0,73}}{0,0083^{0,27}} = 16897 \frac{Bm}{m^2 \cdot ^\circ C}.$$

$$\alpha_2 = A_2 \frac{W_2^{0,73}}{d_e^{0,27}}, \quad (8.15)$$

$$\alpha_2 = 4026 \frac{1,02^{0,73}}{0,0083^{0,27}} = 16894 \frac{Bm}{m^2 \cdot ^\circ C}.$$

8.4.1.8 Коефіцієнт теплопередачі

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}}}, \quad (8.17)$$

$$k = \frac{0,93}{\frac{1}{14897} + \frac{1}{14894} + \frac{0,001}{22}} = 7258 \frac{Bm}{m^2 C}.$$

8.4.1.9 Площа поверхні нагріву

$$F = \frac{Q}{k \Delta t}, \quad (8.18)$$

$$F = \frac{3,5 \cdot 10^6}{7258 \cdot 2} = 249,6 m^2.$$

8.4.1.10 Кількість пластин підігрівача

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$z_{nl} = \frac{F}{F_{nl}}, \quad (8.19)$$

$$z_{nl} = \frac{242}{1,2} = 208,6 \approx 209 \text{ шт.}$$

8.4.1.11 Кількість ходів у теплообміннику

$$x = \frac{z_{nl} - 1}{z_1 + z_2}, \quad (8.20)$$

$$x = \frac{209 - 1}{8 + 8} = 13 \text{ ходів.}$$

8.4.1.12 Загальна кількість пластин

$$z_{nl} = x \cdot z_1 + x \cdot z_2 + 1, \quad (8.21)$$

$$z_{nl} = 8 \cdot 13 + 8 \cdot 13 + 1 = 209 \text{ шт.}$$

8.4.1.13 Сумарна площа нагріву теплообмінника

$$F_1 = F_{nl} z_{nl}, \quad (8.22)$$

$$F_1 = 1,2 \cdot 209 = 250,8 \text{ м}^2.$$

8.4.1.14 Число Рейнольдса

$$Re_1 = \frac{W_1 d_3}{\nu_1}, \quad (8.23)$$

$$Re_1 = \frac{1,04 \cdot 0,0083}{0,405 \cdot 10^{-6}} = 21314$$

$$Re_2 = \frac{W_2 d_3}{\nu_2}, \quad (8.24)$$

$$Re_2 = \frac{1,02 \cdot 0,0083}{0,415 \cdot 10^{-6}} = 20400$$

8.4.1.15 Коефіцієнт гідравлічного тертя

$$\lambda_1 = \frac{c}{Re_1^{0,25}}, \quad (8.25)$$

$$\lambda_1 = \frac{15}{21314^{0,25}} = 1,24.$$

$$\lambda_2 = \frac{c}{Re_2^{0,25}}, \quad (8.26)$$

$$\lambda_2 = \frac{15}{20400^{0,25}} = 1,25.$$

8.4.1.16 Втрата тиску у каналах з мережної сторони

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta P_1 = \lambda_1 \frac{L_{np}}{d_3} \cdot \frac{x \cdot \rho_1 \cdot W_1^2}{2}, \quad (8.27)$$

$$\Delta P_1 = 1,24 \frac{1,01}{0,0083} \cdot \frac{13 \cdot 976,2 \cdot 1,04^2}{2} = 51325 \text{ Па}.$$

8.4.1.17 Втрата тиску у каналах із сторони води, яка нагрівається

$$\Delta P_2 = \lambda_2 \frac{L_{np}}{d_3} \cdot \frac{x \cdot \rho_2 \cdot W_2^2}{2}, \quad (8.28)$$

$$\Delta P_2 = 1,25 \frac{1,01}{0,0083} \cdot \frac{13 \cdot 997,7 \cdot 1,02^2}{2} = 51581 \text{ Па}.$$

8.4.1.18 Патрубок мережної води

Приймаємо найбільшу швидкість руху теплоносія $W_{\max} = 1,5 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$

$$D_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot G_1}{\pi \cdot \rho_1 \cdot W_{\max}}}, \quad (8.29)$$

$$D_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot 38,9}{3,14 \cdot 976,2 \cdot 1,5}} = 0,149 \text{ мм}.$$

За ГОСТ 8731-87 приймаємо сталений безшовний гарячодформований патрубок внутрішнім діаметром 50 мм.

8.4.1.19 Патрубок внутрішньої системи опалення

$$D_2 = \sqrt{\frac{4 \cdot G_2}{\pi \cdot \rho_2 \cdot W_{\max}}}, \quad (8.30)$$

$$D_2 = \sqrt{\frac{4 \cdot 38,9}{3,14 \cdot 976,2 \cdot 1,5}} = 0,149 \text{ мм}.$$

За ГОСТ 8731-87 приймаємо сталений безшовний гарячодформований патрубок внутрішнім діаметром 150мм.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 8.3 – Результат розрахунків теплообмінника опалення

Найменування	Одиниця вимірювання	Значення
1. Коефіцієнт теплопередачі	$\frac{Вт}{м^2С}$	7258
2. Загальна поверхня теплообміну	м ²	249,6
3. Втрата тиску з мережної сторони	Па	51325
4. Втрата тиску із сторони води, яка нагрівається	Па	51585
5. Кількість ходів	шт	8
6. Кількість пластин	шт	209
7. Діаметр патрубка мережної води	мм	150
8. Діаметр патрубка ГВП	мм	150

8.4.2 Вибір теплообмінника ГВП

Теплообмінник ГВП вибираємо пластинчастий розбірний ТПР-22 виробництва SONDEX за допомогою спеціальної програми підбору. Результати електронного підбору наведено в Додатку Б.

Виконаємо перевірочний підбір пластинчастого теплообмінника.

8.4.2.1 Вихідні данні:

- Теплове навантаження $Q_{опал} = 1,42 МВт$;
- температура води у прямому трубопроводі $t_{прям.1} = 87^0С$;
- температура води у зворотньому трубопроводі $t_{звор.1} = 57^0С$;
- температура води у прямому трубопроводі ГВП $t_2 = 55^0С$;
- температура води у зворотньому трубопроводі ГВП $t_1 = 5^0С$.

8.4.2.2 Середня різниця температур

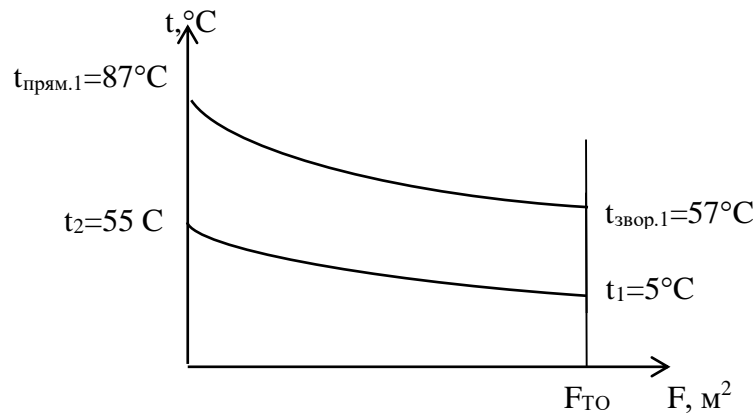


Рисунок 8.2 - Графік зміни температур теплоносіїв

$$\bar{\Delta t} = \frac{\Delta t_{\bar{\theta}} - \Delta t_{\bar{m}}}{\ln \frac{\Delta t_{\bar{\theta}}}{\Delta t_{\bar{m}}}} \quad (8.31)$$

більша різниця температур:

$$\Delta t_{\bar{\theta}} = t_{\text{звор.1}} - t_1, \quad (8.32)$$

$$\Delta t_{\bar{\theta}} = 57 - 5 = 52^\circ \text{C}.$$

менша різниця температур:

$$\Delta t_{\bar{m}} = t_{\text{прям.1}} - t_2, \quad (8.33)$$

$$\Delta t_{\bar{m}} = 87 - 55 = 32^\circ \text{C},$$

$$\bar{\Delta t} = \frac{52 - 32}{\ln \frac{52}{32}} = 40,1^\circ \text{C}.$$

8.4.2.3 Середні температури та теплофізичні параметри теплоносіїв у каналах теплообмінника:

$$t_{cp1} = \frac{87 + 57}{2} = 72^\circ \text{C}.$$

За $t_{cp1} = 72^\circ \text{C}$ знаходимо теплофізичні параметри [5]:

$$\rho_1 = 976,2 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \quad \text{Pr}_1 = 2,46; \quad \nu_1 = 0,405 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}; \quad \lambda_1 = 66,8 \cdot 10^{-2} \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}.$$

$$t_{cp2} = \frac{5 + 55}{2} = 30^\circ \text{C}.$$

За $t_{cp2} = 30^\circ \text{C}$ знаходимо теплофізичні параметри [5]:

$$\rho_2 = 995,7 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \quad \text{Pr}_2 = 5,42; \quad \nu_2 = 0,805 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}; \quad \lambda_2 = 61,8 \cdot 10^{-2} \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}.$$

Температура стінки:

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

$$t_c = \frac{72+30}{2} = 51^\circ\text{C}.$$

За $t_c = 71^\circ\text{C}$ знаходимо теплофізичні параметри $\text{Pr}_c=2,3$ [13].

8.4.2.4 Витрати води у теплообміннику

Приймаю з розрахунків теплової схеми котельні (див п.2.3.8 і п.2.3.9)

$$G_1 = 7,2 \frac{\text{кг}}{\text{с}} \text{ і } G_2 = 12 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Для теплообмінного апарату приймаємо пластини Sondex AISI 316, товщиною 0.5 мм та площею теплообміну 0,26 м².

Таблиця 8.4 - Технічна характеристика пластини:

Показник	Значення
Габаритні розміри, $a \times b \times \delta$, мм	620x420x0,4
Поверхня теплообміну, $F_{пл}, \text{м}^2$	0,26
Вага (маса) m , кг	5,8
Змочуваний периметр каналу, м	1,188
Ширина каналу, мм	545
Зазор для проходу робочого тіла в каналі, м	0,0045
еквівалентний діаметр каналу, d_e , м	0,0083
Площа перерізу каналу, $f_{пл}, \text{м}^2$	0,00245
Найбільший умовний діаметр штуцера, $D_{ш}$, мм	200
Коефіцієнт теплопровідності стінки, $\lambda_{ст}, \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}$	15
Гідравлічний коефіцієнт, с	15
Приведена довжина каналу, $L_{пр}$, м	1,01

8.4.2.5 Швидкість теплоносіїв у каналах

Кількість каналів одного ходу зі сторони центральної мережі приймаємо рівним $z_1 = 4$.

Зі сторони місцевої мережі $z_2 = z_1 = 4$;

$$W_1 = \frac{7.2}{4 \cdot 0,00245 \cdot 976,2} = 0,75 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

$$W_2 = \frac{12}{4 \cdot 0,00245 \cdot 995,7} = 1,25 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

8.4.2.6 Температурний множник

$$A_1 = 0,1 \frac{66,8 \cdot 10^{-2}}{(0,405 \cdot 10^{-6})^{0,73}} 2,46^{0,43} \left(\frac{2,46}{2,3} \right)^{0,25} = 3820.$$

$$A_2 = 0,1 \frac{61,8 \cdot 10^{-2}}{(0,805 \cdot 10^{-6})^{0,73}} 5,42^{0,43} \left(\frac{5,42}{2,3} \right)^{0,25} = 3915$$

8.4.2.7 Коефіцієнт тепловіддачі

$$\alpha_1 = 3820 \frac{0,75^{0,73}}{0,0083^{0,27}} = 14567 \frac{Bm}{m^2 \cdot ^\circ C}.$$

$$\alpha_2 = 4026 \frac{1,02^{0,73}}{0,0083^{0,27}} = 15153 \frac{Bm}{m^2 \cdot ^\circ C}.$$

8.4.2.8 Коефіцієнт теплопередачі

$$k = \frac{1}{\frac{1}{14567} + \frac{1}{15153} + \frac{0,0005}{15}} = 6653 \frac{Bm}{m^2 C}.$$

8.4.2.9 Площа поверхні нагріву

$$F = \frac{1,51 \cdot 10^6}{6653 \cdot 51} = 4,6 \text{ м}^2.$$

8.4.2.10 Кількість пластин підігрівача

$$z_{nl} = \frac{4,6}{0,26} = 16,6 \approx 17 \text{ шт.}$$

8.4.2.11 Кількість ходів у теплообміннику

$$x = \frac{17-1}{4+4} = 2 \text{ ходів.}$$

8.4.2.12 Загальна кількість пластин

$$z_{nl} = 4 \cdot 2 + 4 \cdot 2 + 1 = 17 \text{ шт.}$$

8.4.2.13 Сумарна площа нагріву теплообмінника

$$F_1 = 17 \cdot 0,26 = 4,5 \text{ м}^2.$$

8.4.2.14 Число Рейнольдса

$$Re_1 = \frac{0,75 \cdot 0,0083}{0,405 \cdot 10^{-6}} = 15370$$

$$Re_2 = \frac{1,25 \cdot 0,0083}{0,805 \cdot 10^{-6}} = 12888$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		85

8.4.2.15 Коефіцієнт гідравлічного тертя

$$\lambda_1 = \frac{15}{15370^{0,25}} = 1,34.$$

$$\lambda_2 = \frac{15}{12888^{0,25}} = 1,4.$$

8.4.2.16 Втрати тиску у каналах з рециркуляційного трубопроводу

$$\Delta P_1 = 1,34 \frac{1,01}{0,0083} \cdot \frac{2 \cdot 976,2 \cdot 0,75^2}{2} = 45895 \text{ Па}.$$

8.4.2.17 Втрати тиску у каналах з контуру ГВП

$$\Delta P_2 = 1,4 \frac{1,01}{0,0083} \cdot \frac{13 \cdot 997,7 \cdot 1,25^2}{2} = 48220 \text{ Па}.$$

8.4.2.18 Патрубок мережної води першого контуру

Приймаємо найбільшу швидкість руху теплоносія $W_{\max} = 1,5 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$

$$D_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot 7,2}{3,14 \cdot 976,2 \cdot 1,5}} = 0,092 \text{ мм}$$

За ГОСТ 8731-87 приймаємо сталевий безшовний гарячедеформований патрубок внутрішнім діаметром 100 мм.

8.4.2.19 Патрубок мережної води другого контуру

$$D_2 = \sqrt{\frac{4 \cdot 12}{3,14 \cdot 995,7 \cdot 1,5}} = 0,098 \text{ мм}$$

За ГОСТ 8731-87 приймаємо сталевий безшовний гарячедеформований патрубок внутрішнім діаметром 100мм.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 8.5 - Результати розрахунків теплообмінника ГВП

Найменування	Одиниця вимірювання	Значення
1. Коефіцієнт теплопередачі	$\frac{Вт}{м^2С}$	6653
2. Загальна поверхня теплообміну	м ²	4,5
3. Втрата тиску з рециркуляційного трубопроводу	Па	45895
4. Втрата тиску з трубопроводу ГВП	Па	48220
5. Кількість ходів	шт	4
6. Кількість пластин	шт	17
7. Діаметр патрубка рециркуляційного трубопроводу	мм	100
8. Діаметр патрубка з трубопроводу ГВП	мм	100

8.4.3 Вибір теплообмінника охолодження газового генератора

Теплообмінник охолодження газового генератора вибираємо пластинчастий розбірний ТПР-22 виробництва SONDEX за допомогою спеціальної програми підбору.

Результати електронного підбору наведено в Додатку В.

Виконаємо перевірочний підбір пластинчастого теплообмінника.

8.4.3.1 Вихідні данні:

- Теплове навантаження $Q_{опал} \square 152$ кВт;
- температура води у прямому трубопроводі $t_{прям.1} \square\square 85^{\circ}C$;
- температура води у зворотньому трубопроводі $t_{звор.1} \square\square 87^{\circ}C$;
- температура води у прямому трубопроводі охолодження двигуна $t2 \square\square 95^{\circ}C$
- температура води у зворотньому трубопроводі охолодження двигуна $t2\square\square 90^{\circ}C$.

8.4.3.2 Середня різниця температур

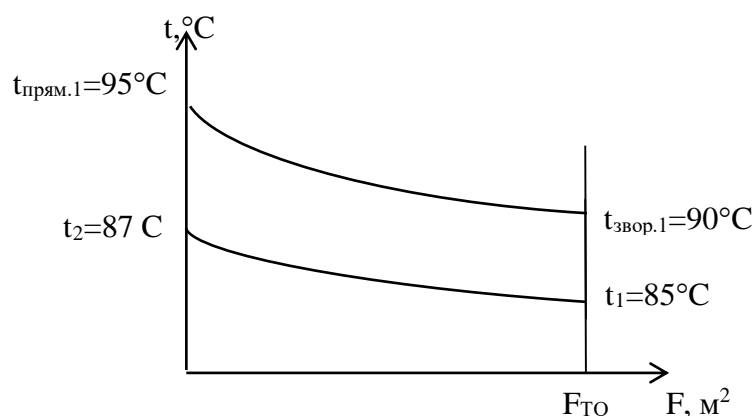


Рисунок 8.3 - Графік зміни температур теплоносіїв

більша різниця температур:

$$\Delta t_{\theta} = 95 - 88 = 7^{\circ}C.$$

менша різниця температур:

$$\Delta t_{\text{м}} = 90 - 85 = 5^{\circ}C,$$

$$\Delta \bar{t} = \frac{7-5}{\ln \frac{7}{5}} = 6^{\circ}C.$$

8.4.3.3 Середні температури та теплофізичні параметри теплоносіїв у каналах теплообмінника:

$$t_{cp1} = \frac{95 + 90}{2} = 92.5^{\circ}C.$$

За $t_{cp1} = 92.5^{\circ}C$ знаходимо теплофізичні параметри [5]:

$$\rho_1 = 962,1 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \text{Pr}_1 = 1,9; \nu_1 = 0,32 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}; \lambda_1 = 68,3 \cdot 10^{-2} \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}.$$

$$t_{cp2} = \frac{87 + 85}{2} = 86^{\circ}C.$$

За $t_{cp2} = 86^{\circ}C$ знаходимо теплофізичні параметри [5]:

$$\rho_2 = 968,8 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \text{Pr}_2 = 1,99; \nu_2 = 0,336 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}; \lambda_2 = 67,8 \cdot 10^{-2} \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}.$$

Температура стінки:

$$t_c = \frac{92.5 + 86}{2} = 89.25^{\circ}C.$$

За $t_c = 89.25^{\circ}C$ знаходимо теплофізичні параметри $\text{Pr}_c = 1,8$ [13].

8.4.3.4 Витрати води у теплообміннику

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Приймаю з розрахунків теплової схеми котельні (див п.2.3.8 і п.2.3.9)

$$G_1 = 7,2 \frac{\text{кг}}{\text{с}} \text{ і } G_2 = 12 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Для теплообмінного апарату приймаємо пластини Sondex AISI 316, товщиною 0.5 мм та площею теплообміну 0,26 м².

Таблиця 8.6 - Технічна характеристика пластини:

Показник	Значення
Габаритні розміри, $a \times b \times \delta$, мм	620x420x0,4
Поверхня теплообміну, $F_{пл}, \text{м}^2$	0,26
Вага (маса) m , кг	5,8
Змочуваний периметр каналу, м	1,188
Ширина каналу, мм	545
Зазор для проходження робочого тіла в каналі, м	0,0045
еквівалентний діаметр каналу, d_e , м	0,0083
Площа перерізу каналу, $f_{пл}, \text{м}^2$	0,00245
Найбільший умовний діаметр штуцера, $D_{ш}$, мм	200
Коефіцієнт теплопровідності стінки, $\lambda_{ст}, \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}$	15
Гідрравлічний коефіцієнт, с	15
Приведена довжина каналу, $L_{пр}$, м	1,01

8.4.3.5 Швидкість теплоносіїв у каналах

Кількість каналів одного ходу зі сторони центральної мережі приймаємо рівним $z_1 = 4$.

Зі сторони місцевої мережі $z_2 = z_1 = 4$;

$$W_1 = \frac{7,2}{4 \cdot 0,00245 \cdot 976,2} = 0,75 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

$$W_2 = \frac{12}{4 \cdot 0,00245 \cdot 995,7} = 1,25 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

8.4.3.6 Температурний множник

$$A_1 = 0,1 \frac{66,8 \cdot 10^{-2}}{(0,405 \cdot 10^{-6})^{0,73}} 2,46^{0,43} \left(\frac{2,46}{2,3} \right)^{0,25} = 3820.$$

$$A_2 = 0,1 \frac{61,8 \cdot 10^{-2}}{(0,805 \cdot 10^{-6})^{0,73}} 5,42^{0,43} \left(\frac{5,42}{2,3} \right)^{0,25} = 3915$$

8.4.3.7 Коефіцієнт тепловіддачі

$$\alpha_1 = 3820 \frac{0,75^{0,73}}{0,0083^{0,27}} = 14567 \frac{Bm}{m^2 \cdot ^\circ C}.$$

$$\alpha_2 = 4026 \frac{1,02^{0,73}}{0,0083^{0,27}} = 15153 \frac{Bm}{m^2 \cdot ^\circ C}.$$

8.4.3.8 Коефіцієнт теплопередачі

$$k = \frac{1}{\frac{1}{14567} + \frac{1}{15153} + \frac{0,0005}{15}} = 6653 \frac{Bm}{m^2 C}.$$

8.4.3.9 Площа поверхні нагріву

$$F = \frac{1,51 \cdot 10^6}{6653 \cdot 51} = 4,6 \text{ м}^2.$$

8.4.3.10 Кількість пластин підігрівача

$$z_{пл} = \frac{4,6}{0,26} = 16,6 \approx 17 \text{ шт.}$$

8.4.3.11 Кількість ходів у теплообміннику

$$x = \frac{17-1}{4+4} = 2 \text{ ходів.}$$

8.4.3.12 Загальна кількість пластин

$$z_{пл} = 4 \cdot 2 + 4 \cdot 2 + 1 = 17 \text{ шт.}$$

8.4.3.13 Сумарна площа нагріву теплообмінника

$$F_1 = 17 \cdot 0,26 = 4,5 \text{ м}^2.$$

8.4.3.14 Число Рейнольдса

$$Re_1 = \frac{0,75 \cdot 0,0083}{0,405 \cdot 10^{-6}} = 15370$$

$$Re_2 = \frac{1,25 \cdot 0,0083}{0,805 \cdot 10^{-6}} = 12888$$

8.4.3.15 Коефіцієнт гідравлічного тертя

$$\lambda_1 = \frac{15}{15370^{0,25}} = 1,34.$$

$$\lambda_2 = \frac{15}{12888^{0,25}} = 1,4.$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

8.4.3.16 Втрати тиску у каналах з рециркуляційного трубопроводу

$$\Delta P_1 = 1,34 \frac{1,01}{0,0083} \cdot \frac{2 \cdot 976,2 \cdot 0,75^2}{2} = 45895 \text{ Па}.$$

8.4.3.17 Втрати тиску у каналах з контуру ГВП

$$\Delta P_2 = 1,4 \frac{1,01}{0,0083} \cdot \frac{13 \cdot 997,7 \cdot 1,25^2}{2} = 48220 \text{ Па}.$$

8.4.3.18 Патрубок мережної води першого контуру

Приймаємо найбільшу швидкість руху теплоносія $W_{\max} = 1,5 \frac{\text{м}}{\text{с}}$.

$$D_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot 7,2}{3,14 \cdot 976,2 \cdot 1,5}} = 0,092 \text{ мм}$$

За ГОСТ 8731-87 приймаємо сталевий безшовний гарячодформований патрубок внутрішнім діаметром 100 мм.

8.4.3.19 Патрубок мережної води другого контуру

$$D_2 = \sqrt{\frac{4 \cdot 12}{3,14 \cdot 995,7 \cdot 1,5}} = 0,098 \text{ мм}$$

За ГОСТ 8731-87 приймаємо сталевий безшовний гарячодформований патрубок внутрішнім діаметром 100 мм.

Таблиця 8.5 - Результати розрахунків теплообмінника ГВП

Найменування	Одиниця вимірювання	Значення
1. Коефіцієнт теплопередачі	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \text{С}}$	6653
2. Загальна поверхня теплообміну	м ²	4,5
3. Втрати тиску з рециркуляційного трубопроводу	Па	45895
4. Втрати тиску з трубопроводу ГВП	Па	48220
5. Кількість ходів	шт	4
6. Кількість пластин	шт	17
7. Діаметр патрубка рециркуляційного трубопроводу	мм	100
8. Діаметр патрубка з трубопроводу ГВП	мм	100

9 АВТОМАТИЗАЦІЯ КОНТРОЛЮ І КЕРУВАННЯ ОБ'ЄКТОМ

9.1 Автоматизація котельні

9.1.1 Загальна інформація

Котли комплектуються контрольно-вимірювальними приладами, автоматикою розпалу та горіння, газовою апаратурою управління. Приладами контролю та автоматизації також обладнане допоміжне обладнання котельні.

Система автоматизації котельні забезпечує:

- управління основним обладнанням котельні;
- регулювання основних технологічних параметрів та процесів;
- відключення обладнання в аварійних ситуаціях;

контроль за параметрами технологічного процесу і ввімкнення сигналізації в разі відхилення параметрів від їх заданого значення .

В котельній встановлено три водогрійних котли - два КВН-2,9ГС і один КВН-1,9ГС, для погодозалежного регулювання температури води на опалення для кожного котла встановлені пристрій цифрового програмного управління котлової води контролери Логиконт S200, також в котельні передбачений загальнокотельний каскадний контролер MC8.301.

Система автоматики котла забезпечує:

- автоматичний пуск і зупинку котла;
- погодозалежне регулювання температури води за котлом;
- подачу сигналізації в разі виникнення аварійної ситуації;
- аварійний захист котлів в разі виникненні аварійної ситуації.

9.1.2 Паливне і пальникове обладнання

Застосовують працюючі в автоматичному режимі пальники для газу. Наддув повітря для спалювання стаціонарно прибудований до корпусу пальника. Подача повітря для горіння автоматично регулюється таким чином, щоб відношення кількості повітря до кількості поступаючого палива завжди залишалося незмінним.

Для управління пальником котла в трубопроводі вихідної води маються:

- робочий термостат , який залежно від температури котлової води або запалює, або гасить пальник. Датчик температури передає інформацію про температуру в блок регулювання потужності котла , який регулює інтенсивність горіння відповідно до навантаження шляхом збільшення (зменшення) подачі палива і повітря;
- обмежувальний датчик , який зупиняє і «блокує » пальник даного котла в разі , якщо тиск води в котлі вище допустимого. Повторне включення пальника можливе

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

тільки після здійснення « відбою » пальника в пульті управління пальників і здійснення « відбою » ;

- обмежувальний датчик , який зупиняє і « блокує » пальник даного котла, якщо тиск води котла знаходиться на дуже низькому рівні. Повторне включення пальника можливе тільки після здійснення «відбою» пальника в пульті управління пальників і що спрацювававшого захисного пристрою і також після підвищення тиску вище встановленого значення спрацювавшого обмежувача.

Газ певного тиску і температури подається в котельню через головний запірний клапан. Можливі домішки вловлюються фільтром. Манометри вказують тиск газу перед і після фільтру. Дані тиску газу і температури підведені також в диспетчерську.

Автоматичне відключення газу на котел відбувається при:

- загасанні полум'я пальника;
- відхиленні тиску газу від норми;
- зниженні тиску повітря перед пальником;
- підвищенні тиску води за котлом;
- зниженні рівня води в котлі;
- підвищенні тиску в топці;
- підвищенні температури води за котлом до аварійної;
- несправності датчиків або блоків автоматики;
- відсутності електроживлення котла.

9.2 Сигналізація

9.2.1 Технологічна і аварійна сигналізація .

Технологічна і аварійна світлозвукова сигналізація здійснюється сигнальними пристроями, встановленими по місцю, в щиті аварійної сигналізації (ЩАС), на панелях управління котлами і в приміщеннях чергового персонала – аварійна сигналізація .

На ЩАС винесено світлова і звукова сигналізація наступних параметрів :

- а) наявність напруги фаз ;
- б) зупинка котла;
- у) зниження температури в котельному приміщенні ;
- г) зниження тиску в системі теплопостачання .

При порушенні будь-якого з цих параметрів, а також при пожежі, підвищенні концентрації газу, видається узагальнений світлозвуковий сигнал аварія в приміщення чергового персонала.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

10. СТАРТАП ПРОЕКТ

10.1. РЕЗЮМЕ ПРОЕКТУ

Ідеєю проекту є створення компанії, що буде надавати послуги з енергоаудиту, рішень по переплануванні та проектуванні локальних систем теплопостачання. Напрямок діяльності створюваної компанії – енергоаудит, розробка проектної документації, співпраця з виробником обладнання та підрядною компанією з монтажу та експлуатації установок.

Для реалізації проекту планується використання вже існуючих установок закордонного та українського виробництва, в залежності від побажань та купівельної спроможності клієнтів.

Основними споживачами являються багатоквартирні будівлі (будь-які житлові будівлі, що мають місце для проекту та договір з іншими будинками; будівлі, що планують оновлювати і осучаснювати існуючі опалювальні системи) та громадські будівлі (державні підприємства та забудови; школи та лікарні). Планується в перший рік введення проекту в дію розробити та реалізувати 15 проектів середньої складності.

Конкурентною перевагою є те, що в Україні діють загальні екологічні норми, які використовуються в Європейському союзі. Наразі всі без виключення підприємства в обов'язковому порядку повинні проходити нормоконтроль екологічної служби. Також енергоефективні методи аналізу і реконструкції існуючих систем дозволяють значно зекономити, тому такі проекту будуть користуватись попитом в кінцевого споживача.

Також значною перевагою проекту в порівнянні з конкурентними аналогами є використання в термодинамічному аналізі схем ексергетичного методу, який, на жаль, не набув широкого розповсюдження в пост радянському просторі, але широко використовується в розвинених країнах західної півкулі.

Для реалізації проекту необхідно інвестувати 6102 тис. грн. Період окупності інвестиційних відрахувань складає всього 1,17 років, індекс рентабельності інвестицій в проект за 5 років становить 8,59 одиниці, а рівень беззбитковості за проектом може бути досягнений у перший же рік введення проекту в дію.

10.2. ОРГАНІЗАЦІЯ ПРОЕКТУ

Ціль даного проекту лежить у створенні компанії, що буде виконувати енергоаудит та надавати готові проектні рішення з енергоефективності та екологічної чистоти систем теплопостачання(котельні). Також, за необхідності компанія буде безпосередньо співпрацювати з виробниками обладнання та підрядними організаціями з монтажу та експлуатації систем опалення та гарячого водопостачання.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Напрямок діяльності створюваної компанії – створення готових рішень з енергоефективними систем теплопостачання; співпраця та заключення договорів з виробником та монтажньо-експлуатаційними організаціями.

Для реалізації проекту планується оренда офісного приміщення, в якому буде працювати команда спеціалістів, також планується закупівля вимірювальних приладів різних типів.

Діяльність компанії заснована на технологічних схемах теплопостачання з використанням ефективних котелень та водонагрівачів, що були проаналізовані засновниками компанії; інноваційному підході до рішення питань енергозбереження – використання експериментальних принципів аналізу існуючих систем та проектування нових.

Також слід відзначити, що діяльність компанії заснована насамперед на наукових дослідженнях різних схем теплопостачання для різних об'єктів з використанням додаткових джерел теплоти. Необхідно надалі працювати в науковому напрямку задля пошуку шляхів вдосконалення розроблених інноваційних схем. В подальшому планується заснування науково-дослідного відділу компанії, з окремим фінансуванням, для розробки стендів та інших експериментальних установок.

Проект буде являти собою компанію з надання послуг, що буде стартап проектом, через низький рівень кваліфікації аналогічних компаній в Україні, та використання ними застарілих методів аналізу існуючих систем теплопостачання. Також в Україні одиниці компаній пропонують комплексні рішення, які передбачають проектування всієї системи теплопостачання в цілому.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

10.3 Канва Бізнес моделі проекту

10.3. КАНВА БІЗНЕС-МОДЕЛІ ПРОЕКТУ

<p>(8) КЛЮЧОВІ ПАРТНЕРИ</p> <p>Ключовими партнерами є підприємства для запуску проектів, конкуруючі та неконкуруючі підприємства, що залучені до паливно-енергетичного сектору та займаються котельнями, а також безпосередні споживачі. Підприємства повинні надавати кваліфіковані кадри для проведення досліджень.</p>	<p>(4) КЛЮЧОВІ ВИДИ ДІЯЛЬНОСТІ</p> <p>Запровадження енергоефективних технологій; налагодження ринкових відносин з виробниками; оновлення вітчизняної технологічної бази; впровадження котелень у житловий сектор нашої країни</p>	<p>(5) ЦІННІСНІ ПРОПОЗИЦІЇ</p> <p>Значно підвищити ефективність і економічність виробництва, забезпечити високий рівень надійності і безпеки процесу обслуговування котельного обладнання. Високих показників ефективності, надійності і безпеки в роботі котелень, можливо, досягти завдяки використанню найсучаснішого обладнання.</p>	<p>(6) ВЗАЄМОВІДНОСИНИ ЗІ СПОЖИВАЧАМИ</p> <p>Кожен споживчий сегмент очікує стабільності у постачанні продукції та її високої якості. Разом з цим споживачі розраховують на надійність, прибутковість та екологічність запропонованої технології</p>	<p>(5) СПОЖИВЧИЙ СЕГМЕНТ</p> <p>Житлові будівлі (будь-які житлові будівлі, що мають місце для проекту та договір з іншими будинками; будівлі, що планують оновлювати і осучаснювати існуючі опалювальні системи) та громадські будівлі (державні підприємства та забудови; школи та лікарні).</p>
<p>(7) СТРУКТУРА ВИТРАТ</p> <p>Бізнес модель передбачає інвестиційні та виробничі витрати, з яких придбання устаткування є найбільш дорогим ключовим ресурсом. Найбільших затрат серед ключових видів діяльності вимагає організація діяльності та запуск проекту</p>			<p>(9) ПОТОКИ НАДХОДЖЕННЯ ДОХОДІВ</p> <p>У проекті генеруються позитивні потоки доходів ($NPV = 42162 > 0$). Індекс рентабельності інвестицій в проект є привабливим і складає $ROI = 4,09 > 1$.</p>	

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ТП 71мп 05 005 ПЗ

Арк.

96

10.4. КЛЮЧОВІ ВИДИ ДІЯЛЬНОСТІ ПРОЕКТУ

10.4.1. Вид проекту за характером інновації

- дослідно-конструкторська робота – розробка та впровадження конструкторської проектної документації та готових рішень з питань енергоефективних схем теплопостачання;
- запровадження нової технології – створення та впровадження інноваційних схем теплопостачання, в яких використано енергетично ефективного обладнання; використання ексергетичного методу термодинамічного аналізу, який наразі не використовується в Україні;
- організаційні інновації – впровадження шаблону співпраці з замовником, що передбачає надання послуг від першого спілкування з замовником до встановлення і реалізації спроектованих компанією рішень; співпраця колективу компанії в напрямку розробки наукових інноваційних рішень, під яку виділяється окреме фінансування;
- інше – проект використовує енергоефективні методи вдосконалення існуючих схем теплопостачання, що покращує як енергетичну так і екологічну складову ефективності існуючих систем.

10.4.2. Спрямованість проекту

- оновлення вітчизняної технологічної бази (впровадження утилізаційних рішень в існуючі системи теплопостачання для підвищення енергетичної та екологічної ефективності роботи)
- економія енергоресурсів (впровадження методів ексергетичного аналізу існуючих систем дозволить економити кошти на теплопостачання об'єктів)
- поліпшення стану навколишнього середовища (впровадження використання контактних водонагрівачів дозволить знизити викиди шкідливих речовин)

10.4.3. Висновок щодо науково-технічного рівня ідеї

- на рівні кращих світових аналогів (дана технологія не є новою в масштабах світу. В розвинутих країнах світу використання ексергетичного аналізу є основним напрямком роботи з вдосконалення та реконструкції існуючих систем теплопостачання.);
- краща за існуючі в Україні аналоги за основними показниками (аналогічні компанії не надають готових комплексних рішень з використанням енергетично ефективних котелень та водонагрівачів, використання ексергетичного аналізу дозволить знизити витрати на системи теплопостачання);

10.4.4. Основні бізнес-процеси проекту.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Група процесів	Бізнес-процес	Ступінь опрацювання бізнес-процесу	
		є реалізованим	буде реалізованим
Розробка продукції	розробка та конструювання продукції		-
	розробка і конструювання процесу	+	
	технологічна підготовка виробництва		+
Вимоги споживачів	дослідження розвитку ринку	+	
	організація маркетингу і продажів		+
Виконання замовлень	забезпечення і матеріально-технічний збут		+
	планування і управління виробництвом		+
	виробництво продукції		-
Обслуговування споживача	післяпродажне обслуговування		+
	повернення продукції		+

10.5. ЦІННІСНІ ПРОПОЗИЦІЇ ТА СПОЖИВАЧІ

Ціннісна пропозиція – сукупність переваг, які проект може запропонувати споживачу.

10.5.1. Характер формування споживчої цінності проекту

- покращення задоволення існуючих потреб (використання індивідуальних котелень суттєво покращить комфорт та легкість управління системою кінцевим споживачем)
- здешевлення задоволення існуючих потреб (використання ексергетичного аналізу вказує на недоліки системи з термодинамічної точки зору та суттєво скоротить витрати на системи теплопостачання);
- формування та задоволення нових потреб (одним із напрямів розвитку даного стартап-проекту є задоволення потреб у теплопостачанні об'єктів за рахунок контактних водонагрівачів);

10.5.2. Зміст ідеї проекту.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						98
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

<i>Зміст ідеї</i>	<i>Напрямки застосування</i>	<i>Сегменти споживачів</i>	<i>Цінність для споживачів</i>
Створення компанії з надання послуг енергоаудиту та надавати готові проектні рішення з енергоефективності та екологічної чистоти систем теплопостачання (котельні)	1. Впровадження контактних водонагрівачів в існуючі системи теплопостачання для підвищення енергетичної та екологічної ефективності роботи	Кінцевий споживач;	Економія при використанні локальних котелень в порівнянні з централізованим опаленням
	2. Впровадження методів ексергетичного аналізу існуючих систем дозволить економити кошти на теплопостачання об'єктів застосування інноваційних схем .	Багатосторонні платформи; кінцеві споживачі; виробники обладнання	Використання ексергетичного аналізу вказує на недоліки системи з термодинамічної точки зору та суттєво скоротить витрати на системи теплопостачання

10.5.3. Аналіз ідеї проекту.

№	Техніко-економічні і характеристики ідеї	Продукція конкурентів			W (слабка сторона)	N (нейтральна сторона)	S (сильна сторона)
		Мій проект	Кон-т (ТОВ «Генерація Тепла»)	Аналог (ТОВ «ТеплоЕнерго»)			
1.	Розташування	Близьке	Близьке	Близьке	-	-	Відсутність проблем з транспортуванням

2.	Екологічність систем	Висока	Середня	Середня	-	-	Застосування альтернативних джерел енергії
3.	Якість	Висока	Середня	Середня	-	-	Вища
4.	Ціна	32100 грн/м ³ оп. об'єму *рік	44900 грн/м ³ оп. об'єму *рік	38200 грн/м ³ оп. об'єму *рік	-	-	Ціна нижча за таку ж в аналогах
5.	Доля ринку	10%	25%	30%	На етапі становлення доля ринку буде низькою	-	-

10.5.4. Технологічний аудит ідеї проекту.

№	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1.	Виконання комплексних рішень	Енергоаудит об'єкта вцілому, врахування всіх переваг та недоліків структури системи	Технології пунктів 1-3 розроблені конкретно для даної компанії	Розроблена; є інтелектуальною власністю компанії
2.	Співпраця з замовником «від 'а' до 'я'»	Супровід та створення умов для замовника, в яких забезпечується мінімальна його участь в процесах реалізації готових рішень		

3.	Використання ексергетичних методів аналізу	Маючи дані енергоаудиту використовуються технології комплексного ексергетичного аналізу установок та систем, що є розробкою компанії		
----	--	--	--	--

Обрана технологія реалізації ідеї проекту: методи, що будуть використані в проекті будуть реалізовані за рахунок технологій, розроблених для конкретних випадків. Дана технологія є доступною через розробку її всередині компанії.

10.5.5. SWOT-аналіз проекту.

<p><i>Сильні сторони (S):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Зменшення витрат на систему теплопостачання – Висока якість надання послуг – Ціна нижча за таку ж в аналогах 	<p><i>Слабкі сторони (W):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Для досягнення ефекту необхідний значний об'єм ВЕР – На етапі становлення доля ринку буде низькою – Відношення місцевої влади – додаткові витрати на виконання їх вимог
<p><i>Можливості (O):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Надання конкурентноспроможних послуг – Збільшення загального показника енергоефективності – Участь в тендерних змаганнях по проектуванню сучасних систем – Створення інноваційних технологій у даній сфері, їх патентування 	<p><i>Загрози (T):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Неспівпадіння розрахованих даних з такими ж в реальних умовах – Високий поріг при виході на ринок – Промисловий шпіонаж

10.6. ВЗАЄМОВІДНОСИНИ ЗІ СПОЖИВАЧАМИ ТА КАНАЛИ ЗБУТУ

№	Сегмент споживачів	Особливості поведінки	Вимоги споживачів	Канали збуту	Інші аспекти взаємовідносин
---	--------------------	-----------------------	-------------------	--------------	-----------------------------

1.	Багатопрофільні підприємства (підприємства і підрядні організації, що проводять монтажно-будівельні роботи; підприємства виробники обладнання; офіційні дилери обладнання з-за кордону)	Загальний стан економіки в країні і наявність усталеної купівельної здатності населення; орієнтація споживачів на енергоефективні рішення;	- стабільність ціни на продукцію - задоволеність кінцевого споживача - надійність роботи систем - поширення та використання продукції в проектах	Канали збуту нульового рівня, тобто послуги з розроблення готових рішень надаються безпосередньо підприємствам-виробникам обладнання	Для коректної роботи схем необхідна взаємодія кількох підприємств, для вирішення комплексних питань
2	Кінцеві споживачі (особи, що бажають встановити індивідуальну котельню)	Бажання внести свій вклад в екологічний стан планети; Орієнтованість споживачів на західні шаблони ринку;	-якість -надійність -невисока ціна - відповідність європейським стандартам	Канал збуту нульового рівня; послуга надання комплексних рішень надається безпосередньо споживачеві	Низька орієнтованість споживача на довгострокову перспективу

10.7. ОБҐРУНТУВАННЯ РЕСУРСІВ ТА ВИТРАТ ПРОЕКТУ

10.7.1. Визначення ціни.

№	Рівень цін на товари-замінники	Рівень цін на товари-аналоги	Рівень доходів цільової групи споживачів	Верхня та нижня межі встановлення ціни на продукцію	Розрахункова ціна продукції

1.	44900 грн/м ³ оп. об'єму *рік	38200 грн/м ³ оп. об'єму *рік	15-130 тис. грн/міс	10 – 70 тис. грн/м ³ оп. об'єму *рік	32000 грн/м ³ оп. об'єму *рік
----	--	--	------------------------	--	---

10.7.2. Визначення обсягу виробництва продукції.

Показник	Значення по роках				
	2018	2019	2020	2021	2022
Загальна потреба в продукції	15 од/рік	25 од/рік	35 од т/рік	40 од/рік	60 од /рік
Можливі річні обсяги випуску в натуральних показниках	20 од/рік	25 од/рік	40 од/рік	60 од/рік	80 од/рік
Ціна одиниці продукції (тис грн/од)	100	120	130	145	155
Річні обсяги випуску в вартісних показниках (тис. грн.)	1500	3000	4550	5800	9300

10.7.3. Розрахунок загальних початкових інвестиційних витрат

№	Назва етапу	Строки виконання	Обсяги фінансування, тис. грн.
1.	Проведення досліджень	1 місяць	100
2.	Придбання устаткування	2 місяця	850
3.	Рекламні витрати	1 місяць	300
4.	Витрати на управління	1 місяць	50
5.	Інші витрати	-	20
Разом		5 місяців	1320

10.7.4. Розрахунок виробничих витрат

№ з/п	Стаття витрат	Сукупні витрати за період, тис. грн.				
		2018	2019	2020	2021	2022
1.	Загальногосподарські витрати	176	172	164	174	177
1.1.	витрати на оренду та утримання приміщень, обладнання	93	95	100	100	100
1.2.	комунальні витрати	13	12	14	14	17
1.5.	витрати на збут, просування та рекламу	70	65	50	60	60
2.	Витрати на оплату праці	1600	1750	1920	2000	2100
Разом:		1776	1922	2084	2174	2277

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		103

10.7.5. Розрахунок загальних витрат на реалізацію проекту по роках

Показник	Значення по роках					Разом
	2018	2019	2020	2021	2022	
Інвестиційні витрати	1320	1000	1000	1000	1000	5320
Виробничі витрати	1776	1922	2084	2174	2277	10233
Обсяг загальних витрат, в тому числі за рахунок	3096	2922	3084	3174	3277	15553
– власних коштів	-	1000	2000	3174	3277	9451
– коштів інвестора	3096	1922	1084	-	-	6102

10.8. ПЛАН РОБІТ ТА ПАРТНЕРИ ПРОЕКТУ

№	Бізнес-процес проекту	Термін виконання	Виконавець, співвиконавці	Результат
1.	Розробка та конструювання схем	2,5 місяців	Спільні підприємства для запуску проектів	Розроблені схеми
2.	Ексергетичний аналіз систем		Спільні підприємства для запуску проектів	Розроблений план з покращення систем
3.	Розробка і дослідження аспектів експлуатації схем		Спільні підприємства для запуску проектів	Готовий план експлуатації системи
4.	Дослідження розвитку ринку	1 місяці	Спільні підприємства для запуску проектів	Результати ринкових досліджень
5.	Організація маркетингу і продажів	2 місяці	Співробітництво між неконкуруючі компаніями	Рекламна кампанія, угоди зі споживачами
6.	Забезпечення і збут	1 місяць	Співпраця з виробниками обладнання	Угоди з виробниками обладнання
7.	Післяпродажне обслуговування	1 місяць	Відносини виробника зі споживачами	Узгодження умов обслуговування зі споживачами

10.9. ГРОШОВИЙ ПОТІК ТА ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ПРОЕКТУ

10.9.1. Визначення крапки беззбитковості проекту. Точка беззбитковості

відображає обсяг виробництва інноваційної продукції, при досягненні якого виручка від реалізації покриває сумарні витрати на її виробництво. Розрахунок точки беззбитковості проводиться за формулою:

$$T_{\text{б}} = \frac{C}{P - V},$$

де C – постійні витрати на весь обсяг продукції (ті, які не залежать від обсягу виробництва продукції – загальногосподарські витрати та витрати на оплату праці, визначені в п. 7.4);

P – ціна одиниці продукції;

V – змінні витрати на одиницю продукції (ті, які пропорційно залежать від обсягу виробництва продукції – витрати на матеріальні ресурси, визначені в п. 7.4).

Зробити висновок про те, скільки часу необхідно для досягнення рівня беззбитковості за проектом.

Стаття витрат	Сукупні витрати за період, тис. грн.				
	2018	2019	2020	2021	2022
Загальногосподарські витрати	176	172	164	174	177
Витрати на оплату праці	600	750	920	1000	1100
Постійні витрати на весь обсяг продукції (C)	1776	1922	2084	2174	2277
Ціна одиниці продукції (P), тис грн/од	100	120	130	145	155
Можливі річні обсяги випуску в натуральних показниках, од/рік	20	25	40	60	80
Змінні витрати на одиницю продукції (V), грн/кг	0	0	0	0	0
Точка беззбитковості, од	18	16	17	15	15

Рівень беззбитковості за проектом може бути досягнений у перший рік введення проекту в дію.

10.9.2. Формування грошового потоку від реалізації проекту. Чистий

дисконтований дохід (NPV, Net Present Value) – це різниця між надходженнями за весь період інноваційного проекту та інвестиціями в проект.

№	Показник	Значення по роках					Разом
		2018	2019	2020	2021	2022	
1.	Надходження від проекту (виручка від реалізації продукції, послуг – див. п. 7.2) (D)	1500	3000	4550	5800	9300	24150
2.	Загальні витрати (див. п. 7.5) (I), в тому числі	3096	2922	3084	3174	3277	15553
3.	Грошовий потік ($3 = 1 - 2$) (CF)	-1596	78	1466	2626	6023	8597
4.	Акумуляований грошовий потік (ACF)	-4692	-2844	-1618	-548	2746	-

NPV = 8597 > 0 протягом розрахункового періоду – інноваційний проект доцільно прийняти.

10.9.3. Розрахунок індексу рентабельності інвестицій в проект (ROI, Return On Investment) характеризує рівень грошового потоку, що припадає на одиницю інноваційних витрат і обчислюється за формулою:

$$\text{інвестиція здійснюється одноразово: } ROI = \sum_T D_t / I,$$

D_t – надходження у відповідному періоді,

I – разова інвестиція.

$$ROI = \frac{24150}{6102} = 3,96.$$

$ROI = 3,96 > 1$ – інноваційний проект доцільно прийняти. Чим більшим є значення цього показника, тим вищою є віддача кожної грошової одиниці, інвестованої

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						106
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

в інноваційний проект. Критерій ROI використовують при виборі певного проекту із декількох альтернативних, у яких NPV приблизно однакові.

10.9.4. Період окупності інвестицій ($T_{ок}$) – це розрахунковий термін від початку реалізації проекту, починаючи з якої акумульований грошовий потік (ACF) приймає стійке позитивне значення. Іншими словами, це – період, починаючи з якого первинні вкладення і інші витрати, пов'язані з інвестиційним проектом, покриваються сумарними результатами його здійснення.

Термін окупності розраховується за формулою:

$$T_{ок} = t + \frac{|ACF_{t-}|}{|ACF_{t-}| + |ACF_{t+}|},$$

де t – останній період реалізації проекту, при якому акумульований грошовий потік (різниця накопиченого доходу і витрат) приймає від'ємне значення (ACF – рядок 4 табл. 9.2) – у формулі зазначається порядковий номер періоду від початку фінансування);

ACF_{t-} – це остання від'ємна різниця накопиченого доходу та витрат (грн.);

ACF_{t+} – це перша позитивна різниця накопиченого доходу та витрат (грн.).

$$T_{ок} = 1 + \frac{548}{548 + 2746} = 1,17.$$

Період окупності інвестицій складає 1,17 років.

Висновок

За розглянутими пунктами можна побачити, що даний проект є прибутковим, а найголовніше, – ефективним рішенням питання ефективного використання первинних енергоресурсів в Україні. Для реалізації проекту необхідно інвестувати 6102 тис. грн. Період окупності інвестиційних відрахувань складає всього 1,17 років, індекс рентабельності інвестицій в проект за 5 років становить 8,59 одиниці, а рівень безбитковості за проектом може бути досягнений у перший же рік введення проекту в дію. Дана технологія є інноваційною для нашої країни, і її впровадження дозволить покращити ситуацію на енергетичному ринку. Розвиток даного проекту, а саме поширення індивідуальних котелень з використанням контактних водонагрівачів дозволить в подальшому відійти від централізованого опалення або зробити його резервним. А також покращить екологічні показники.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						107
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

11 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Одним з найважливіших державних завдань є охорона життя і здоров'я громадян в процесі їх трудової діяльності, створення безпечних і нешкідливих умов роботи. Згідно законодавству України про охорону праці («Закон України про охорону праці»), умови при яких виконуються роботи (у тому числі і дана дипломна робота) повинні відповідати нормативним вимогам охорони праці.

Тема дипломного проекту: „Котельня з контактними водонагрівачами для теплопостачання житлового масиву в м.Олександрія Кіровоградської області”. Котельня побудована для забезпечення житлових будинків опаленням і гарячою водою, підготовкою води потрібної температури. Потужність котельні по гарячому водопостачанню – 1,51 МВт, по опаленню – 5 МВт. Розрахунковий графік у теплових мережах 95/70 °С, у системі гарячого водопостачання 60° С.

Котлоагрегати і допоміжне обладнання котельної оснащено засобами захисту, що відключають обладнання при аварійних ситуаціях. Передбачена звукова сигналізація при відхиленні технологічних параметрів від норм.

При компоновці обладнання враховано норми по організації робочих місць і евакуаційні проходи.

Розробка проекту полягає в розрахунку теплової схеми котельні по заданих теплових навантаженнях, вибір основного і допоміжного обладнання. . У даному розділі проекту викладені технічні рішення та організаційні заходи з безпечної експлуатації водогрійного котла, а також технічні та організаційні заходи з виробничої санітарії, гігієни праці а також розглянуті питання з безпеки в надзвичайних ситуаціях.

При монтажі та експлуатації цього обладнання мають місце потенційно шкідливі та небезпечні виробничі фактори, які при певних умовах можуть негативно впливати на стан здоров'я персоналу теплового пункту. До таких факторів належать:

- підвищена або понижена температура;
- відносна вологість та швидкість руху повітря робочої зони;
- підвищена або понижена температура поверхні обладнання та матеріалів;
- підвищені рівні інфрачервоних випромінювань;
- підвищена напруга в електричній мережі, замикання якої може відбутися через тіло людини;
- недостатня або надмірна освітленість робочої зони;
- пожежна небезпека та інші.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						108
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

З метою виключення їх негативного впливу на етапі проектування теплового пункту передбачені відповідні технічні заходи захисту.

11.1 Основні технічні рішення та організаційні заходи з безпечної експлуатації устаткування котельні

Котли стаціонарні установлені у приміщенні котельні, що відповідає вимогам [СНиП II-35-76 «Котельні установки», СНиП II-58-75 «Електростанції теплові», ДНАОП 0.00-1.08-94 «Правила пристрою й безпечної експлуатації парових і водогрійних котлів»]. Котел з його допоміжним устаткуванням являє собою величезний комплекс різноманітного устаткування, яке необхідно обслуговувати, тобто до якого необхідно мати доступ. Проходи в котельні мають вільну висоту не менше 2 м. Для зручності й безпечного обслуговування котла встановлені постійні площадки й сходи з поруччям висотою не менш 0,9 м із суцільним обшиванням по низу не менш 100 мм. Перехідні площадки й сходи мають поруччя по обидва боки. Площадки довжиною більше 5 м мають не менше двох сходів, розташованих у протилежних кінцях [ДНАОП 0.00-1.08-94 «Правила пристрою й безпечної експлуатації парових і водогрійних котлів»].

На маховику запірних арматур зазначений напрямок його обертання при відкриванні або закриванні арматури.

- приладами для виміру тиску;

Котел обладнаний манометром прямої дії. Він вибирається з такою шкалою щоб межа виміру робочого тиску перебувала у другій третині шкали Установлений так, щоб його показання були чітко видно обслуговуючому персоналу. Манометри і з'єднуючі їх з котлом трубопроводи захищені від замерзання.

- приладами для виміру температури;

Котли обладнані приладами для контролю швидкості й рівномірності прогріву по довжині й висоті посудини й приладами для контролю теплових переміщень.

- запобіжними пристроями;

Котел обладнаний запобіжними пристроями від підвищення тиску вище припустимого значення. Для цього застосовуються - імпульсні запобіжні клапани. Запобіжні пристрої встановлюються на патрубках або трубопроводах, безпосередньо приєднаних до посудини.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						109
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

11.1.1 Електробезпека

У котельному цеху розміщене таке електроустаткування:

- електроспоживачі напруги 380/220В, які живляться від мережі із глухозаземленою нейтраллю;
- електродвигуни з ізольованою нейтраллю (мережний електронасос) на напругу 6,3 кВт.

При експлуатації електродвигунів механізмів власних потреб виконують наступне:

- не допускають навантаження механізму вище номінального струму і електродвигуна й зниження напору насоса нижче гранично припустимого;
- періодично контролюють нагрівання електродвигуна на дотик і по термопарах опору.

Для електричних мереж застосовують різні кабелі з використанням алюмінію, як матеріалу, для струмоведучих жил, а при необхідності особливої гнучкості - міді.

При небезпеці електротравматизма котельний цех відносять до 3-ї категорії приміщень ("особливо небезпечні"), тому що присутні два фактори небезпеки - струмопровідна підлога й можливість одночасного дотику до корпусу електроспоживачів і металоконструкції, які мають контакт із землею.

Прийняте в проекті електротехнічне устаткування, апаратури, кабелі й проводи, розподільні пристрої всіх видів і напруг по своїх номінальних параметрах задовольняють умовам роботи як при нормальних режимах, так і при коротких замиканнях, перенапругах, перевантаженнях.

Технічні рішення по запобіганню електротравм від контакту з нормально струмоведучими елементами електроустановок:

- ізоляція нормально струмоведучих елементів відповідно до [Правила пристрою електроустановок. - М.: Энергоатомиздат, 1986., ДНАОП 0.00-1.21-98. «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів, держнаглядохоронпраці»];
- використання позначень в електроустаткуванні щоб уникнути помилкових дій при обслуговуванні й експлуатації електроустаткування (напису, таблички, попереджувальні знаки, сигналізація);
- підведення кабелю до споживачів у трубах, у закритих конструкціях підлоги, розведення електромережі в приміщенні в каналах стін, підлоги, стелі;
- застосовані блокування безпеки (не дозволяють відкрити комутаційні апаратури без відключення джерела живлення - реле);

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						110
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- джерела освітлення розташовані на висоті 2,5м. над робочим місцем;
- пускові апарати електродвигунів встановлені поза приміщенням котельні;
- напруга освітлювальної мережі в котельному цеху, як і по всій станції, прийнято 220В з заземленою нейтраллю.

Технічні рішення по запобіганні електротравматизму при переході напруги на нормально не струмоведучі елементи електроустаткування:

- захисне заземлення (установки 6,3 кВ; як заземлюючі пристрої застосовані металеві колони, балки);
- занулення (електроспоживачі на напругу 380/220В).

Вимога до заземлення: опір заземлюючого пристрою залежно від величини напруги, що підводить до споживача електроенергії, потужності споживача й режиму нейтралі може бути в межах - 10...4 Ом при напрузі до 1000В і в межах 0,5...10 Ом при напрузі більше 1000В.

Вимоги до занулення: забезпечення необхідної кратності струму КЗ (3...1,25) залежно від типу запобіжного приладу; забезпечення цілісності нульового проводу достатня його провідність - за рахунок достатнього вибору його перетину й використання вторинних заземлень нульового проводу ["Правила пристрою електроустановок", Энергоатомиздат, 1986; ДНАОП 0.00- 1-21-98 "Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів"; ССБТ. Електробезпе́чність. Захисне заземлення, занулення. Зміни, 1987]. Всередині котельного цеху, згідно вимог [ПУЕ та ГОСТ 12.1.030-81] по периметру приміщення виконаний контур заземлення, до якого підключається все електроустаткування. Внутрішній контур заземлення у двох місцях підключається до існуючого зовнішнього контуру заземлення.

Передбачено захист всіх будинків і споруд за допомогою блискавко-приймальних сіток, покладених на покритті будинків, сітки надійно приєднані не менш, ніж двома спусками до зовнішнього контуру заземлення.

11.2 Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії

У котельні, в процесі праці, на людину довгостроково впливають різноманітні несприятливі фактори, які можуть привести до захворювання й втрати працездатності.

Умови й фактори, що несприятливо впливають на організм людини, можна розділити на три основних види: фізичні (температура, шум, вібрації); хімічні (пил, гази, пара); біологічні.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						111
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Основні виробничі фактори, що визначають санітарно-гігієнічні умови праці: мікроклімат;

- склад повітряного середовища;
- шум;
- вібрації.

Для забезпечення комфортних умов роботи експлуатаційного персоналу й зменшення впливу шкідливих виробничих факторів, у котельному цеху передбачена автоматизація керування виробничими процесами, тобто контроль за основними параметрами і їхнім регулюванням здійснюється зі спеціального приміщення - щитової, де вплив шкідливих факторів легше звести до мінімуму. У котельному цеху передбачені приміщення для відпочинку й прийому їжі персоналом, ремонтна майстерня, лабораторія й т.д. Технічними рішеннями по виробничій санітарії зменшується дія шкідливих факторів.

Технологічні процеси в котельному цеху характеризуються наступними шкідливими факторами:

- можливість загазованості через витоки природного газу й димових газів з котла, через нещільності в газоходах й арматурах;
- шум, вібрація, які викликані роботою вентиляторів, димососів, насосів;
- можливість витоку пари через свищі й нещільності в запірних арматурах;
- виробничі випромінювання.

11.2.1 Мікроклімат робочої зони

Припустимий мікроклімат у приміщенні котельні забезпечується підтримкою теплової рівноваги між організмом і навколишнім середовищем, підтримкою на заданому рівні нормованих параметрів, що визначають мікроклімат - температура ($t, ^\circ\text{C}$), відносна вологість повітря ($W, \%$), швидкість його переміщення ($V, \text{м/с}$).

Оптимальні й припустимі параметри мікроклімату згідно [Держстандарт 12.1.005-88. ССБТ. Загальні санітарно-гігієнічні вимоги до повітря робочої зони.] наведені в таблиці 11.1.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						112
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 11.1 – Оптимальні й припустимі параметри мікроклімату

Пора року	Оптимальні (щитова)			Припустимі (котельн. отд-і.)		
	t, °C	W, %	V, м/с	t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	23...25	40-60	≤0,1	22...28	До 55	0,1...0,2
Холодний	22...24	40-60	≤0,1	21...25	До 75	≤0,1

Для забезпечення необхідних по нормативах параметрів мікроклімату передбачено:

- проточна вентиляція з подачею повітря;
- витяжна вентиляція, для видалення повітря з котельні з верхньої зони;
- автоматизація технологічних процесів (керування процесом дистанційно із щитових приміщень);
- зменшене виділення тепла й вологи за рахунок удосконалення і устаткування й технологічного процесу;
- вентилування приміщення з метою профілактики теплових травм, а також забезпечення необхідної температури повітря;
- вимір температури повітря в приміщенні проводиться три рази за робочу зміну; виміри проводяться на висоті 1 метра при виконанні робіт сидячи й на висоті 1,5 метра при виконанні робіт стоячи;
- при виконанні робіт поблизу поверхонь устаткування, що має високу температуру, передбачене екранування поверхонь теплоізоляційними щитами (екранами), при необхідності використовуються засоби індивідуального захисту.

Вентиляція й опалення котельні забезпечують видалення надлишків вологи, їдких газів, пилу й підтримують наступні температурні умови, згідно [ДСН 3.3.6.042-99 " Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень".]:

- а) у зоні постійного перебування обслуговуючого персоналу температура повітря взимку не нижче 12 °C, а влітку не більше ніж на 5 °C перевищує температуру зовнішнього повітря;
- б) в інших місцях можливого перебування обслуговуючого персоналу температура повітря не більше ніж на 15 °C вище температури в основній зоні;
- в) у щитовій зоні, постійного знаходження персоналу, передбачене кондиціонування.

11.2.2 Склад повітря робочої зони.

Забруднення повітря робочої зони регламентується гранично припустимими концентраціями (ГДК) у мг/м³. Їх гранично припустимі концентрації нормуються відповідно до [Держстандарт 12.1.005-88. ССБТ. Загальні санітарно-гігієнічні вимоги до повітря робочої зони.].

Для забезпечення необхідного складу повітря робочої зони передбачено:

- приточна вентиляція;
- витяжна вентиляція;
- сигналізація загазованості котельні;
- димосос і вентилятор розташовані поза приміщенням котельні на окремій площадці;
- виконується періодичний контроль складу повітря робочої зони.

11.2.3 Виробниче освітлення

Котельня забезпечується природним світлом через віконний проріз. Також передбачене штучне освітлення у вигляді газорозрядних ламп. Для аварійного освітлення передбачені акумуляторні ліхтарі. Аварійним освітленням обладнані наступні місця:

- а) фронт котлів, а також проходи між котлами, позад котлів і над котлами;
- б) щити й пульти керування;
- в) водовказівні й вимірювальні прилади;
- г) насосне встаткування.
- д) Газовий генератор

Освітленість приміщення котельні відповідає ДБН [ДБН 13.2.5-28-2006

Природне штучне висвітлення. Норми проектування.]

Природне освітлення.

Природне освітлення нормується параметром природного освітлення:

$$КПО=e_{np}=(E_{внутр.}/E_{зовн.})100\%, \quad (11.1)$$

де $E_{внутр}$ - внутрішнє освітлення приміщення;

$E_{наружн.}$ - освітлення розсіяним світлом всього небозводу.

Для умов, які розглядаються в проєкті (розряд зорової роботи IV (середня точність - найменший об'єкт розрізнення від 0,5 до 1 мм), система природного освітлення (бічне), пояс світлового клімату - 4, нормативне значення коефіцієнта e_{np} для четвертого світлового пояса розраховується по наступній формулі:

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						114
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$e_{np}=e_n \cdot m, \quad (11.2)$$

де e_n – нормоване значення КПО;

m – нормований коефіцієнт світлового клімату.

Для даних умов коефіцієнт природної освітленості $e_n=1,5\%$, $m=0,85$, тоді нормоване значення КПО:

$$e_{np} = 1,5 \cdot 0,85 = 1,275\%. \quad (11.3)$$

Вибір величини віконних прорізів здійснюється виходячи з багатьох факторів: пояса, розташуванню вікон стосовно сторін світла, інших будівель, що перебувають у видимості й т.д.

11.2.4 Штучне освітлення

Штучне освітлення згідно [ДБН 13.2.5-28-2006. Природне й штучне освітлення. Норми проектування] підрозділяється на робоче, аварійне, евакуаційне, охоронне.

Критерієм штучного освітлення прийняті:

- освітленість E ;
- показник дискомфорту M ;
- коефіцієнт пульсації освітленості K_p .

Штучне освітлення нормується згідно [ДБН 13.2.5-28-2006. Природне й штучне освітлення. Норми проектування], з огляду на розряд, підрозряд робіт, систему освітлення й тип джерела світла. Нормованим параметром є освітленість E . По методу коефіцієнтів використання світлового потоку, розраховується загальне штучне освітлення.

Організація раціонального освітлення робочих місць і будівельних майданчиків є одним з основних питань охорони праці. Від пристрою освітлення багато в чому залежить продуктивність і безпека праці, а також якість виконуваних робіт. Для забезпечення нормативного значення E передбачено:

- системи робочого, аварійного й евакуаційного освітлення;
- аварійне освітлення живиться від джерела постійного струму (12В), резервується від акумуляторних батарей;
- як джерело освітлення застосовуються газорозрядні лампи типу ДРП і лампи накаливання 220 В у випадку якщо світильник розташовується вище ніж 2,5 м від підлоги, також лампи накаливання використовуються в коридорах, на сходах, площадках обслуговування;

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		115

– у приміщеннях, де постійно перебуває персонал, встановлюються люмінесцентні лампи.

11.2.5 Виробничий шум

Звук (шум) характеризується інтенсивністю, тобто потоком звукової енергії через одиницю площі. Характеристикою шуму на робочому місці є рівень звукового тиску L_p (дБ):

$$L_p = 20 \cdot \lg \cdot (P_1/P_0), \text{ дБ}, \quad (11.4)$$

де P_1 – середньо квадратичне значення звукового тиску, Па, за розглянутий період часу;

P_0 – значення звукового тиску на нижньому порозі чутливості в октавній смузі із середньгеометричною частотою 10Гц.

L_p – нормується залежно від частоти, характеру робіт і шуму (нормованого по відрядних спектрах - ПС). Так само характеристикою шуму є рівень звуку :

$$L_a = 20 \cdot \lg \cdot (P_{A1}/P_0), \text{ дБ}, \quad (11.5)$$

де P_{A1} – середньо квадратичне значення звукового тиску (з врахуванням корекції А шумоміра).

L_a – нормується залежно від характеру робіт і характеру шуму.

Гранично припустимі рівні звуку на робочих місцях у приміщенні котельні 75 дб. Забороняється навіть короточасне перебування в зонах з рівнем звукового тиску 135 дб.

Джерелом шуму в котельні є пальники котлів, двигуни підживлювальних насосів та мережевих насосів, газовий генератор, а також двигун вентилятора.

Для забезпечення нормативного шумового режиму проектом передбачено комплекс шумозахисних заходів, а саме:

1. Насоси встановлюються безшумові з віброізолюючими вставками;
2. Проходи трубопроводів через будівельні конструкції ретельно ущільнюються пружними прокладками в гільзах;
3. Місця кріплення трубопроводів до огорожувальних конструкцій також ізолюються пружними прокладками;
4. Двері котельної передбачаються з підвищеною звукоізоляцією (2 шари металу, мінераловатні плити між ними товщиною 50 мм), з ущільненням по периметру притулу пружним матеріалом;

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						116
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

11. Віконне скло встановлюється у пружних прокладках, що зменшує можливість його коливання

11.2.6 Виробничі вібрації

Згідно «Правила будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води, Держнаглядохоронпраці» нормуються припустимі величини віброшвидкості (м/с) або віброприскорення (м/с²), або логарифм віброшвидкості

$$L = 20 \cdot \lg \cdot \frac{V_1}{V_0}, \text{дБ} \quad (11.6)$$

де: V_1 – середньо квадратичне значення віброшвидкості за повний період часу, м/с;
 $V_0 = 5 \cdot 10^{-8}$ м/с – вихідне значення віброшвидкості.

Джерелами вібрації є: електричні машини, насоси, трубопроводи, димососи, вентилятори, котел й інше устаткування.

Згідно [ДСН 3.3. 6.039-99 "Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації"] категорія вібрації по санітарних нормах і критеріям оцінки – 3 «а». Характеристика умов праці [ДСН 3.3. 6.039-99 "Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації"]: технологічна вібрація що діє на операторів стаціонарних машин й устаткування й передається на робочі місця, що не мають джерел вібрації.

У котельні для загальної вібрації припустимі значення нормованого параметра в діапазоні октавних смуг із середньо геометричними частотами 8...1000 Гц – 108 дБА, $L_{\text{факт}} = 80$ дБА.

Для зменшення впливу вібрації передбачено:

- установка всього устаткування, що є джерелом вібрації, на індивідуальні фундаменти із застосуванням матеріалів, які гасять вібрації [ДСН 3.3. 6.039-99 "Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації"];
- на трубопроводах передбачена установка компенсаторів;
- на повітроводах передбачені еластичні вставки;
- дистанційне керування устаткуванням, що виключає передачу вібрації на робочі місця, віброізоляція робочих місць.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						117
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

11.2.7 Виробничі випромінювання

У процесі експлуатації устаткування котельні персонал піддається наступним виробничим випромінюванням:

- при роботі тепломеханічного устаткування – інфрачервоному випромінюванню;
- при виконанні зварювальних робіт - ультрафіолетовому випромінюванню.

Для інфрачервоного випромінювання нормується інтенсивність теплового випромінювання від поверхні нагрітого технологічного устаткування, освітлювальних приладів, інсоляція на постійних робочих місцях, залежно від опромінювальної поверхні тіла працюючого, категорії виконуваних робіт, тривалості впливу.

Інтенсивність теплового опромінення працюючих від нагрітих поверхонь технологічного устаткування, освітлювальних приладів, інсоляції на постійному і непостійному робочому місцях не повинна перевищувати 35Вт/м² при **опроміненні 50 %** поверхні тіла і більше, 70 Вт/м² при опроміненні 25...50 % тіла, 100 Вт/м² при опроміненні не більше 25 % поверхні тіла.

Технічні рішення по запобіганню шкідливого впливу на працюючих:

- температура поверхонь котлоагрегату не повинна перевищувати 50 градусів, а іншого устаткування 45 градусів, досягається застосуванням теплоізоляції;
- автоматизація технологічного процесу, дистанційне керування;
- робочі зони (місця) при необхідності екрануються;
- для зменшення дії ультрафіолетового випромінювання застосовують індивідуальний захист.

11.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях

Захист людей у разі пожежі є найважливішим завданням усієї системи протипожежного захисту. Вирішення цього завдання, в першу чергу, потребує впровадження ефективних евакуаційних заходів на випадок виникнення пожежі.

Виходи вважаються евакуаційними, якщо вони ведуть із приміщень:

- першого поверху безпосередньо назовні або через вестибюль, коридор, сходову клітку;
- будь-якого поверху, крім першого, у коридор, що веде на внутрішню сходову клітку або безпосередньо на зовнішні відкриті сходи;
- у сусіднє приміщення на тому ж поверсі, яке забезпечене виходами, зазначеними у попередніх пунктах;

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						118
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- цокольного, підвального, підземного поверху назовні безпосередньо через сходову клітку або коридор, що веде на сходову клітку, яка має вихід назовні.

11.3.1 Обов'язки та дії персоналу у разі виникнення надзвичайної ситуації

У разі виявлення ознак пожежі працівник, який їх помітив, повинен:

- негайно повідомити про це Державну пожежну охорону за телефоном 01, вказати при цьому адресу кількість поверхів, місце виникнення пожежі, наявність людей, а також своє прізвище;
- повідомити про пожежу керівника, адміністрацію, пожежну охорону підприємства;
- організувати оповіщення людей про пожежу;
- вжити заходів щодо евакуації людей та матеріальних цінностей;
- вжити заходів щодо гасіння пожежі з використанням наявних вогнегасників та інших засобів пожежогасіння.

Керівник та пожежна охорона установи, яким повідомлено про виникнення пожежі, повинні :

- перевірити, чи викликано Державну пожежну охорону;
- вимкнути у разі необхідності струмоприймачі та вентиляцію;
- у разі загрози життю людей негайно організувати їх евакуацію та їх рятування, вивести за межі небезпечної зони всіх працівників, які не беруть участь у ліквідації пожежі;
- перевірити здійснення оповіщення людей про пожежу;
- забезпечити дотримання техніки безпеки працівниками, які беруть участь у гасінні пожежі;
- організувати зустріч підрозділів Державної пожежної охорони, надати їм допомогу у локалізації та ліквідації пожежі.

Після прибуття на пожежу підрозділів Державної пожежної охорони повинен бути забезпечений безперешкодний доступ їх до місця, де виникла пожежа.

11.3.2 Розрахунок часу евакуації людей з приміщення

Час, необхідний для евакуації людей з приміщення при пожежі, τ , с, потрібно розраховувати відповідно до [ГОСТ 12.1.004-91]:

$$\tau = \tau_1 + \tau_2 + \dots + \tau_i, \quad (11.7)$$

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						119
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де τ_1, τ_2, τ_i – час руху людей на всіх ділянках шляху евакуації.

Для кожної з ділянок шляху евакуації, час, необхідний для евакуації людей, τ , с, потрібно розраховувати за формулою:

$$\tau = l/v, \quad (11.8)$$

де l – довжина розрахункового шляху потоку людей, що знаходяться на найбільшій відстані від найближчої двері евакуаційного виходу з приміщення чи по коридору до найближчої сходової клітини, м; довжина шляху не повинна перевищувати встановленої СНиП для житлових, громадських чи виробничих будівель;
 v – швидкість руху людини чи людського потоку, м/хв., приймається за [ГОСТ 12.1.004-91] та перераховується в м/с.

На першій ділянці шляху евакуації швидкість руху визначається за таблицею 11.3 в залежності від густини потоку D . Швидкість потоку на інших ділянках визначається в залежності від інтенсивності руху потоку на ділянці. Перед дверима, що знаходяться в кінці коридору чи приміщення, швидкість людей знижується, так як зустрічає опір інших людей та опір дверей. Швидкість минання ділянок, на яких є двері, рекомендовано визначати за обраною швидкістю на цій ділянці за таблицею 11.3.

Таблиця 11.3 – Параметри руху людського потоку під час евакуації

Густина потоку $D, \text{м}^2/\text{м}^2$	Горизонтальний шлях		Дверний отвір	Сходи вниз		Сходи вверх	
	Швид- кість $v, \text{м/хв}$	Інтенсив- ність q , м/хв	Інтенсив- ність q , м/хв	Швид- кість $v, \text{м/хв}$	Інтенсив- ність q , м/хв	Швид- кість $v, \text{м/хв}$	Інтенсив- ність q , м/хв
0,01	100	1	1	100	1	60	0,6
0,05	100	5	5	100	5	60	3
0,1	80	8	8,7	95	9,5	53	5,3
0,2	60	12	13,4	68	13,6	40	8
0,3	47	14,1	16,5	52	16,6	32	9,6
0,4	40	16	18,4	40	16	26	10,4
0,5	33	16,5	19,6	31	15,6	22	11
0,7	23	16,1	18,5	18	12,6	15	10,5
0,8	19	15,2	17,3	13	10,4	13	10,4
0,9 >	15	13,5	8,5	8	7,2	11	9,9

Густина людського потоку D на першій ділянці шляху евакуації, $\text{м}^2/\text{м}^2$:

$$D_1 = \frac{N_1 f}{l_1 \delta_1}, \quad (11.9)$$

де N_1 — кількість людей на першій ділянці, чол.;

f — середня площа горизонтальної проекції людини, що приймається рівною:

- для дорослого в домашній одежі - $0,1 \text{ м}^2$, в зимовій одежі - $0,125 \text{ м}^2$
- для підлітка - $0,07 \text{ м}^2$;

δ_1 , — ширина першої ділянки шляху, м.

Інтенсивність руху потоку обчислюється за формулою

$$q_i = \frac{q_{i-1} \cdot \delta_{i-1}}{\delta_i}, \quad (11.10)$$

де δ_i, δ_{i-1} — ширина розглянутої i -ї та попередньої ділянки шляху, м;

q_i, q_{i-1} — значення інтенсивності руху людського потоку на розглянутій i -й та попередній ділянці шляху, $\text{м}/\text{хв.}$, значення інтенсивності руху потоку на першій ділянці ($q = q_{i-1}$), що визначається за таблицею 11.3 в залежності від значення D_1 .

11.3.3 Система оповіщення виробничого персоналу у разі виникнення надзвичайної ситуації

Для підвищення безпеки в надзвичайних ситуаціях пропонується встановлення системи оповіщення виробничого персоналу.

Оповіщення про надзвичайну ситуацію та управління евакуацією людей здійснюється наступними способами:

- поданням звукових сигналів в усі виробничі приміщення будівлі з постійним або тимчасовим перебуванням людей;
- розміщенням знаків безпеки на шляхах евакуації згідно з ДСТУ ISO 6309;
- ввімкненням евакуаційних знаків "Вихід";
- зв'язком оперативного (чергового) персоналу системи оповіщення (диспетчера пожежного поста) із зонами оповіщення.

При пожежі використовуються такі засоби сповіщення персоналу: в приміщенні, згідно вимог [ДБН В.2.5-13-98] встановлено димові сповіщувачі СПД-1, які входять до складу автоматичних систем пожежної сигналізації а в коридорі встановленні теплові сповіщувачі ПП-105.4;

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						121
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- встановлено звуковий сповіщувач в приміщенні сходової клітини, для оповіщення людей про пожежу;
- в приміщенні суворо заборонено використання побутових нагрівальних приладів, палити;
- двері відкриваються назовні;
- ширина дверного отвору 1 м, що задовольняє нормативним вимогам - не менш 0,8 м;
- кількість одночасно працюючого персоналу 3 особи, що задовольняє нормативним вимогам - не більше 25 осіб при одному виході;
- висота дверного отвору складає 2 м, що задовольняє нормативним вимогам – не менш 2 м;
- в приміщенні суворо забороняється зберігати вогнебезпечні речовини та вироби (тканина, рослинні масла, лакофарби и т.п.).

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						122
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

В данному дипломному проєкті було спроектовано котельню для теплопостачання житлового масиву у м. Олександрія. Проєкт відповідає сучасним нормам з енергозбереження, охорони праці і експлуатації інженерних систем.

Під час виконання проєкту було виконано:

- Розрахунок теплового навантаження на опалення і гаряче водопостачання;
- Розраховано теплову схему котельні для трьох режимів;
- Виконано розрахунок горіння палива, знайдено нижчу теплоту згорання та визначено витрату палива на котельню;
- Виконаний гідравлічний розрахунок трубопроводів: знайдено діаметри трубопроводів та втрати тиску в них. Виконано аеродинамічний розрахунок повітропроводів;
- Проведений розрахунок димової труби та розсіювання шкідливих викидів;
- Розраховано систему когенерації теплоти на базі газового електрогенератора;
- Виконаний підбір основного обладнання: котлів, насосів, вентиляторів, теплообмінників;
- Визначено собівартість теплової енергії та окупність котельні;
- Розглянуті питання з охорони праці.

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
						123
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 Будівельна кліматологія - Київ: Мінрегіон України, 2011 - 127 с.;
2. Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби на Україні. – Київ: КТМ 204 України 244-94, 1996.-636 с.;
3. ДБН В.2.5-67:2013 Опалення, вентиляція, та кондиціонування повітря - Київ: Мінрегіон України, 2013 - 149 с.;
4. ДБН В.2.2-9-2009 Громадські будинки і споруди. Основні положення;
5. Ривкин С. Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара., Ривкин С. Л. Александров А. А – М.: Энергия, 1980. – 424 с.;
6. Гамбург П. Ю. Таблицы и примеры для расчета трубопроводов отопления и горячего водоснабжения. Гамбург П. Ю - М.: Государственное издательство литературы по строительству, архитектуре и строительным материалам., 1961. - 196 с.;
7. Термодинамические свойства воздуха / Сычев В. В., Вассерман А. А., Козлов А. Д., Спиридонов Г. А., Цымарный В. А. - ГСССД. Серия монографии. М.: Издательство стандартов, 1978. - 276 с.;
8. Алабовский О.М. и др. „Проектування котелень промислових підприємств”. Навч. посіб./О.М. Алабовський, М.Ф. Боженко, Ю.В. Хоренженко.- К.: Вища шк., 1992. – 207с.;
9. Боженко М.Ф., Джерела теплопостачання та споживачі теплоти: Навч. посіб. Боженко М.Ф., Сало В.П. – К.: ІВЦ „Видавництво «Політехніка»”, 2004. – 192 с.;
10. Краснощеков Е.А., Сукомел А.С. Задачник по теплопередаче: Учебн. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. – М.: Энергия, 1980. - 288 с.;
11. Михеев М.А., Михеева И.М. Основы теплопередачи. М: Энергия, 1973.- 320 с.;
12. Технічні дані продукції з офіційних інтернет ресурсів:
<http://nikgenerator.com.ua>, <http://www.lowara-td.com.ua>,
<http://gross.ua>, <http://aquasystem.kiev.ua>, <http://www.mekson.kiev.ua>,
<http://www.lota.ua>;

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		124

13. Физические величины. Справочник. А.П. Бабичев, Н.А. Бабушкина, А.М. Братковский и др.; Под ред. И.С. Григорьева, Е.З. Мейлихова. - М.: Энергоатомиздат, 1991. - 1232 с.;
14. СНиП II-35-76 «Котельні установки»;
15. СНиП II-58-75 «Ектростанції теплові»;
16. ДНАОП 0.00-1.08-94 «Правила пристрою й безпечної експлуатації парових і водогрійних котлів»;
17. ДНАОП 0.00-1.21-98. «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів, держнаглядохоронпраці»;
18. ДСН 3.3.6.042-99 «Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень»;
19. ДБН 13.2.5-28-2006 «Природне штучне висвітлення. Норми проектування»;
20. ДСН 3.3. 6.039-99 «Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації»;
12. ДБН В.2.5-13-98 «Пожежна автоматика будинків і споруд».

					ТП 71мп 05 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		125

Додаток А

Електронний розрахунок теплообмінника опалення



Украина, 03142, г. Киев,
проспект Академика Палладина 20, кв.1
телефон/факс: +38 044 569-83-89
web: www.sondex.com.ua
e-mail: info@sondex.com.ua

РАЗБОРНЫЙ ПЛАСТИНЧАТЫЙ ТЕПЛООБМЕННИК

Дата расчёта	23.06.2014	Код расчёта	20140623104457
Город	Киев	ID	
Объект			

Расчёт выполнил :

Тип теплообменника	S110
Модель теплообменника	S110-IS10-220-TLTLX46

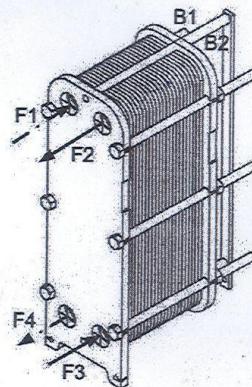
Расчётный режим

Стороны теплообменника	Греющая	Нагреваемая
Рабочая среда	Вода	Вода
Расход	кг/сек. 27,87	27,87
Температура		
вход	°C 87	55
выход	°C 57	85
Потери давления	кПа 50,37	50,3
Запас по поверхности, (%)	10,33	
Тепловая нагрузка	кВт 3500 / ккал/час 3010000	

Конструкция

Тип каналов	1 x 109 0 x 0	1 x 110 0 x 0
Подключение (вход/выход)	F1 / F4	F3 / F2
Пластины	количество 220 шт.	материал 0.4 mm AISI 316
Уплотнения	материал EPDM	
Коэф. теплопередачи (необходимый/расчётный)	Вт/м²*К	6689,60 / 7380,85
Давление (рабочее/испытательное)	МПа	1 / 1,3
Площадь теплопередачи	м²	261,6
Макс. рабочая температура	°C	100,00
Объём жидкости в контуре	л	701
Вид соединения	ДУ 150, Фланец	
Длина рамы (размер L)	мм	2100
Вес пустого	кг	2361

Расчет по нагрузке.



Додаток Б

Електронний розрахунок теплообмінника ГВП



Украина, 03142, г. Киев,
проспект Академика Палладина 20, кв.1
телефон/факс: +38 044 569-83-89
web: www.sondex.com.ua
e-mail: info@sondex.com.ua

РАЗБОРНЫЙ ПЛАСТИНЧАТЫЙ ТЕПЛООБМЕННИК

Дата расчёта	04.07.2014	Код расчёта	20140704163224
Город	Киев	ID	
Объект	ГВС		

Расчёт выполнил :

Тип теплообменника	ТПР-22
Модель теплообменника	ТПР-22-PN16/1-27-TMTL35

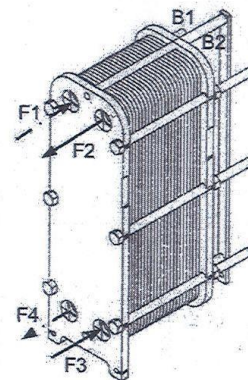
Расчётный режим

Стороны теплообменника	Греющая	Нагреваемая
Рабочая среда	Вода	Вода
Расход	кг/сек. 12,04	7,23
Температура		
вход	°C 87	5
выход	°C 57	55
Потери давления	кПа 47,55	16,69
Запас по поверхности, (%)	15,04	
Тепловая нагрузка	кВт 1512 / ккал/час 1300320	

Конструкция

Тип каналов	1 x 13 0 x 0	1 x 13 0 x 0
Подключение (вход/выход)	F1 / F4	F3 / F2
Пластины	количество 27 шт.	материал 0.5 mm AISI 316
Уплотнения	материал EPDM	
Коэф. теплопередачи (необходимый/расчётный)	Вт/м²*К	5941,29 / 6834,64
Давление (рабочее/испытательное)	МПа	1,6 / 2,1
Площадь теплопередачи	м²	6,5
Макс. рабочая температура	°C	150,00
Объём жидкости в контуре	л	20
Вид соединения	ДУ 100, Фланец	
Длина рамы (размер L)	мм	572
Вес пустого	кг	245

Расчет по нагрузке.



Додаток В

Електронний розрахунок теплообмінника охолодження двигуна електрогенератора



Украина, 03142, г. Киев,
проспект Академика Палладина 20, кв.1
телефон/факс: +38 044 569-83-89
web: www.sondex.com.ua
e-mail: info@sondex.com.ua

РАЗБОРНЫЙ ПЛАСТИНЧАТЫЙ ТЕПЛООБМЕННИК

Дата расчёта	04.07.2014	Код расчёта	20140704163539
Город	Киев	ID	
Объект	Утилизация тепла		

Расчёт выполнил :

Тип теплообменника	ТПР-22
Модель теплообменника	ТПР-22-PN16/1-32-ТКТМ74

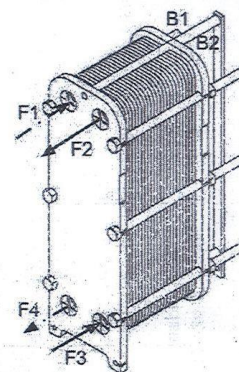
Расчётный режим

Стороны теплообменника	Греющая	Нагреваемая
Рабочая среда	Вода	Вода
Расход	кг/сек.	
	7,22	18,08
Температура		
вход	°C	95
выход	°C	90
Потери давления	кПа	9,19
Запас по поверхности, (%)	15,07	
Тепловая нагрузка	кВт 152 / ккал/час 130720	

Конструкция

Тип каналов	1 x 15 0 x 0	1 x 16 0 x 0
Подключение (вход/выход)	F1 / F4	F3 / F2
Пластины	количество 32 шт.	материал 0.5 mm AISI 316
Уплотнения	материал EPDM	
Козф. теплопередачи (необходимый/расчётный)	Вт/м²*К	5951,97 / 6848,78
Давление (рабочее/испытательное)	МПа	1,6 / 2,1
Площадь теплопередачи	м²	7,8
Макс. рабочая температура	°C	150,00
Объём жидкости в контуре	л	23
Вид соединения	ДУ 100, Фланец	
Длина рамы (размер L)	мм	572
Вес пустого	кг	252

Расчет по нагрузке.



Інтернет + Бібліотека

87.32% Оригінальність	12.68% Схожість	462 Джерела
-----------------------	-----------------	-------------

Джерела з Інтернет : 280 джерел знайдено

1. https://knowledge.allbest.ru/physics/2c0a65635a2ad68a4c43b89421216d26_1.html	3.12%
2. https://knowledge.allbest.ru/physics/2c0a65635a2ad68a4c43b89421216d26_0.html	0.45%
3. http://fis.bobrodobro.ru/31286	0.27%
4. http://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/23423/1/Kharevych_magistr.pdf	0.18%
5. http://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/23216/1/Morozko_magistr.pdf	0.18%
6. http://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/23603/1/Lysenko_magistr.pdf	0.18%
7. http://uchika.in.ua/nacionalenij-tehnichnij-universitet-ukrayini-kiyvsekij-polite-v17.html?page=14	0.18%
8. http://uchika.in.ua/sistema-analizu-biomedichnih-signaliv-dlya-viznachennya-emocij.html?page=18	0.18%
9. http://me.kpi.ua/downloads/abstracts/2018_mag/Liedienov_dis.pdf	0.18%
10. http://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/23424/1/Kuprii_magistr.pdf	0.18%
11. http://www.uchika.in.ua/sistema-analizu-biomedichnih-signaliv-dlya-viznachennya-emocij.html?pa...	0.18%
12. http://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/23007/1/Khodnevych_magistr.pdf	0.18%
13. http://uchika.in.ua/vivchennya-vlivu-himichnih-ta-biologichnih-faktoriv-a-procesi.html?page=8	0.17%
14. http://fis.bobrodobro.ru/31279	0.17%
15. http://fel.kpi.ua/fel/data/diplom/metod_startup.docx	0.17%
16. http://oiep.kpi.ua/downloads/diplom/startup.docx	0.17%
17. http://www.uchika.in.ua/vivchennya-vlivu-himichnih-ta-biologichnih-faktoriv-a-procesi.html?page=8	0.17%
18. https://ua.kursoviks.com.ua/metodychni_vkazivky/article_post/5087-metodichni-rekomendatsii-do...	0.17%
19. http://li.i-docx.ru/28raznoe/64593-1-ministerstvo-osviti-nauki-ukraini-nacionalnij-tehnichnij-univer...	0.17%
20. https://otherreferats.allbest.ru/physics/00695010_0.html	0.17%
21. http://ahv.kpi.ua/wp-content/uploads/2018/03/Cherevko.pdf	0.17%
22. http://referatu.in.ua/vivchennya-vlivu-himichnih-ta-biologichnih-faktoriv-a-procesi.html?page=12	0.17%
23. http://diplomba.ru/work/57071	0.16%
24. http://skaz.com.ua/finansi/18357/index.html?page=3	0.16%
25. https://knowledge.allbest.ru/management/2c0a65635b3bc78a5d43b88421306c27_2.html	0.15%
26. https://naub.oa.edu.ua/2015/%D1%81%D0%BF%D0%BE%D1%81%D0%BE%D0%B1%D0%B8...	0.14%
27. https://www.BiblioFond.ru/view.aspx?id=815525	0.14%
28. http://ptmip.ipt.kpi.ua/wp-content/uploads/sites/6/2018/09/Startup_rekomend.docx	0.14%
29. http://diplomba.ru/work/55259	0.14%
30. http://refeteka.ru/r-169801.html	0.14%
31. http://diplomba.ru/work/55257	0.14%
32. https://www.ronl.ru/referaty/fizika/211228	0.14%
33. http://dodiplom.ru/ready/55257	0.14%
34. http://uchika.in.ua/sistema-rozpiznavannya-oblich-na-osnovi-zgortkovih-nejronnih-m.html?page=24	0.13%



Схожість



Цитата



Схожість з обраним джерелом



Посилання



Заміна літер абетки

ЗАТВЕРДЖУЮ

Декан теплоенергетичного
факультету КПІ ім.Ігоря Сікорського

«___» _____ 20__ р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор
НВ ТОВ «Лота»

_____ О.Я. Королевич
«___» _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на конструкторсько-технологічну роботу

«Реконструкція системи тепlopостачання житлового масиву в
м.Олександрія»

1. Термін виконання роботи

Початок – 03.09.2018р.

Закінчення – 18.12.2018р.

2. Обґрунтування для виконання роботи

Тепlopостачання житлового масиву включає в себе: шість житлових дев'ятиповерхівок та одну громадську споруду.

Нормативними параметрами внутрішнього повітря для опалення приміщень з перебуванням людей та гарячого водопостачання є температура і витрата води.

Для забезпечення вказаних параметрів під час холодного і літнього періоду, необхідно розробити теплову схему котельні, зробити підбір основного обладнання, при цьому перевагу треба віддавати вискоефективному обладнанню цих систем з високим ККД.

3. Мета роботи

Визначення теплового навантаження котельні та розробка теплової схеми.

4. Зміст основних етапів виконання роботи

- Розрахунок теплового навантаження;
- Розрахунок теплової схеми;
- Розрахунок горіння палива та визначення витрати палива на котельню;
- Гідравлічний та аеродинамічний розрахунок;

- Розрахунок димової труби;
- Водопідготовка в котельні;
- Когенерація теплоти;
- Вибір основного обладнання: котли, вентилятори, насоси, теплообмінники;
- Графічна частина:
 - Принципова схема котельні;
 - Компоновка обладнання;
 - Креслення трубопроводів та повітропроводів;

5. Матеріали, що подаються після закінчення робіт

5.1 Пояснювальна записка;

5.2 Креслення;

5.3 Довідка про впровадження результатів.

6. Порядок розгляду і приймання роботи

Результати роботи розглядаються на засіданні ЕК із захисту дипломних проектів другого (магістерського) рівня вищої освіти за спеціальністю 7.05060101 «Теплоенергетика».

Керівник роботи

_____ к.т.н Назарова І.О.

«___» _____ 2018р.

Виконавець

Студент гр. ТП-71мп

ТЕФ, КПІ ім.Ігоря Сікорського

_____ Жилезко М.В.

«___» _____ 2018р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор

НВ ТОВ «Лота»

_____ О.Я. Королевич

«__» _____ 2018 р.

АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

результатів дипломного проекту другого (магістерського) рівня вищої освіти
студента ТЕФ, КПІ ім.Ігоря Сікорського
Жилезка Максима Вячеславовича

Результати дипломного проекту студента КПІ ім.Ігоря Сікорського
Жилезка М.В. за темою:«Реконструкція системи тепlopостачання житлового
масиву в м.Олександрія» упрoваджeні в НВ ТОВ «Лота» в частині розрахунків
теплого навантаження та розрахунків теплової схеми котельні.

Поз.	Позначення	Найменування	Кільк.	Маса од, кг	Примі- тка
		<u>Обладнання</u>			
1		Контактний водонагрівач KBH-2,9Гс	2		
2		Контактний водонагрівач KBH-1,74Гс	1		
3		Вентилятор дуттьовий PCC 40/40	2		
4		Вентилятор дуттьовий PCC 25/40	1		
5		Колонка рівнемірна КУ-000	2		
6		Мережний насос 1 контура SHE 80-200/220/P	2		
7		Мережний насос 2 контура NSCS 100-160/300/W25VCC4	2		
8		Циркуляційний насос ГВП SHE-50-160/75/P	2		
9		Рециркуляційний насос ГВП FCE 50-160/30/P	1		
10		Насос бака запасу хол. води 10SV15F0074T	2		
11		Насос утилізац. установки FCE4 100-250/40/P	2		
12		Насос баку конденсату 5SV02F0003M	1		
13		Насос охолодження газового електроген. FCE4 65-200/15	2		
14		Установка активного магн. захисту ЦИТ-5Н/3	1		
15		Розширювальний бак VRV50	1		
16		Роштрювальний бак VRV250	1		
17		Пластинастий теплообмінник S110-IS100-220-TLXL46	2		
18		Пластинастий теплообмінник ТПР-22-PN16/1-27-TML35	1		
19		Пластинастий теплообмінник ТПР-22-PN16/1-32-TKL74	1		
20		Фільтр пом'якшувач S 1465 T	1		
21		Бак реагенту V=250 л	1		
22		Бак збору конденсату V=250 л	1		
23		Бак запасу холод. води V=15000 л	1		
24		Контактний повітропідігрівач	2		
25		Охолоджувач димових газів ОДГ-100	1		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	
Студент					
Керівник					
П.контр.					
Н.контр.	Боженко М.Ф.				
Зав. каф.	Варламов Г.Б.				
					Стадія
					Д П
					Аркуш
					Аркушів

Поз.	Позначення	Найменування	Кільк.	Маса од, кг	Примі- тка
26		Газовий генератор SG130	1		
		<u>Вимірювальні прилади</u>			
27		Лічильник тепла та води СВТУ-10М(М2)	1		
28		Лічильник тепла та води СВТУ-10М(М1)	1		
29		Турбінний лічильник води, Ру 16, Ду 200	1		
30		Турбінний лічильник води, Ру 16, Ду 125	3		
31		Турбінний лічильник води, Ру 16, Ду 100	1		
32		Турбінний лічильник води, Ру 16, Ду 50	1		
33		Манометр МП-05160	39		
34		Термометр рідинний ТТЖ-М	18		
		<u>Вироби і матеріали трубопроводів води</u>			
		Засувка дискова міжфланцева привід-редуктор			
35		Засувка Ру 16, Ду 400	2		
36		Засувка Ру 16, Ду 300	1		
		Засувка дискова поворотна міжфланцева			
37		Засувка Ру 16, Ду 250	11		
38		Засувка Ру 16, Ду 200	12		
39		Засувка Ру 16, Ду 150	1		
		Кран кульовий фланцевий			
41		Кран Ру 16, Ду 150/15	10		
42		Кран Ру 16, Ду 125/100	6		
43		Кран Ру 16, Ду 100/100	20		
		Кран кульовий муфтовий			
44		Кран Ру 16, Ду 50	14		
45		Кран Ру 16, Ду 32	19		
46		Кран Ру 16, Ду 25	2		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Лист

Поз.	Позначення	Найменування	Кільк.	Маса од, кг	Примі- тка
47		Кран Ру 16, Ду 20	2		
48		Кран Ру 16, Ду 15	18		
		Клапан зворотній фланцевий			
49		Клапан Ру 16, Ду 200	6		
50		Клапан Ру 16, Ду 100	4		
		Клапан зворотній муфтовий			
51		Клапан Ру 16, Ду 50	2		
52		Клапан Ру 16, Ду 32	4		
		Клапан запірний електромагн.			
53		Клапан Ру 16, Ду 32	3		
54		Клапан Ру 16, Ду 20	1		
55		Клапан Ру 16, Ду 40	1		
		Фільтр сітчастий фланцевий			
56		Фільтр Ру 16, Ду 250	2		
57		Фільтр Ру 16, Ду 125	1		
58		Фільтр Ру 16, Ду 100	1		
		Фільтр сітчастий муфтовий			
59		Фільтр Ру 16, Ду 50	1		
		Засувка дискова поворотна міжфланцева з електроприв.			
60		Засувка Ру 16, Ду 200	2		
61		Засувка Ру 16, Ду 150	2		
62		Засувка Ру 16, Ду 125	3		
63		Засувка Ру 16, Ду 100	1		
		2-х ходовий кран кульбовий з електроприв.			
64		Кран Ру 16, Ду 32	1		
65		Кран Ру 16, Ду 20	1		
66		Кран Ру 16, Ду 15	1		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Лист

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п		Позначення	Найменування		Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ТП 71мп 05 005 ПЗ	Пояснювальна записка		
3	A1	ТП 71мп 05 005 001 ТМК	Теплова схема	1	
4	A1	ТП 71мп 05 005 002 ТМК	Компоновка обладнання. План на позначці. 0.000	1	
5	A1	ТП 71мп 05 005 003 ТМК	Трубопроводи.План на позначці 0.000	1	
6	A1	ТП 71мп 05 005 004 ТМК	Монтажні креслення технологічних трубопроводів. Розріз 1-1 Т1	1	
7	A1	ТП 71мп 05 005 005 ТМК	Монтажні креслення технологічних трубопроводів. Розріз 1-1 Т2	1	
8	A1	ТП 71мп 05 005 006 ТМК	Монтажні креслення технологічних трубопроводів. Розріз 2-2	1	
9	A1	ТП 71мп 05 005 007 ТМК	Монтажні креслення технологічних трубопроводів. Розріз 3-3	1	
10	A1	ТП 71мп 05 005 008 ТМК	Газоходи та повітропроводи.План на позначці 0.000	1	
11	A1	ТП 71мп 05 005 009 ТМК	Газоходи та повітропроводи. Розріз А-А	1	

	ПІБ	Підп.	Дата			
Студент	Жилезко			Відомість дипломного проекту	Аркуш	Аркушів
Керівн.	Назарова					1
Консульт.					НТУУ «КПІ» Каф. ТПТ Гр. ТП –71мп	
Н.контр.	Боженко					
Зав.каф.	Варламов					